Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc.

OH-3-2007

Février 2008

Installations

Canada

2008-02902/

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc.

Demande du 9 mars 2007 relative au
Projet de Southern Lights constitué
1. du projet de pipeline de diluant;
2. du projet de remplacement de capacité.

OH-3-2007

Février 2008

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2008 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2008-1F
ISBN 978-0-662-07780-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2008 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2008-1E
ISBN 978-0-662-47445-6

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures ..... **iii**
Liste des tableaux ..... **iii**
Liste des annexes ..... **iii**
Glossaire, sigles et abréviations ..... **iv**
Exposé et comparutions ..... **viii**

1. Introduction **1**
1.1 Contexte 1
1.2 Projet de pipeline de diluant 1
1.3 Projet de remplacement de capacité 1
1.4 Cadre réglementaire 3
1.5 Détermination de l'intérêt public par l'Office 4

2. Requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo **6**
2.1 Mémoires sur la requête 6
2.2 Décision de l'Office relative à la requête 10
2.2.1 Compétence et procédure de l'Office 10
2.2.2 Autorisations et permis d'autres autorités relatifs au Projet 13
2.3 Conclusion 13

3. Questions communes aux projets de pipeline de diluant et de remplacement de capacité **14**
3.1 Faisabilité économique, approvisionnement et marchés 14
3.1.1 Coûts des projets 14
3.1.2 Capacité de financement 15
3.1.3 Projet de pipeline de diluant 15
3.1.3.1 Approvisionnement en diluant 16
3.1.3.2 Marché du diluant 16
3.1.4 Projet de remplacement de capacité 18
3.1.4.1 Approvisionnement en pétrole brut 19
3.1.5 Effets globaux du Projet sur les intérêts nationaux 19
3.2 Questions environnementales et socioéconomiques 24
3.2.1 Processus d'examen environnemental préalable 24
3.2.2 Effets socioéconomiques 25
3.3 Consultation du public 26
3.4 Conséquences du Projet pour les peuples autochtones 28
3.5 Conception et intégrité du Projet 38
3.5.1 Conception générale 39
3.5.2 Normes, réglementation et procédures d'entreprise 39
3.6 Construction et exploitation 41
3.6.1 Sécurité de la construction 41
3.6.2 Contrôle des réseaux de pipelines 42
3.6.3 État de préparation et intervention en cas d'urgence 42
3.7 Questions foncières 43

4. Projet de pipeline de diluant 46
4.1 Transfert de la canalisation n° 13 46
4.1.1 Exploitation 46
4.1.2 Prix du transfert 46
4.2 Inversion de la canalisation n° 13 47
4.2.1 Conception du projet 47
4.2.2 Intégrité 49
4.2.2.1 Historique de l'exploitation et de la gestion de l'intégrité de la canalisation n° 13 49
4.2.2.2 Conséquences du projet d'inversion de la canalisation n° 13 sur l'intégrité du pipeline 51
4.2.2.3 Évaluation et validation de l'intégrité du pipeline 51
4.2.3 Construction et exploitation 54
4.2.3.1 Programmes d'assemblage 54
4.2.3.2 Autorisation d'exemption pour la mise en service des installations du projet d'inversion de la canalisation n° 13 55
4.2.3.3 Retrait du contenu de la canalisation n° 13 et remplissage de diluant 55
4.2.3.4 État de préparation et intervention en cas d'urgence 56
4.2.4 Questions relevant de la partie IV 56
4.2.4.1 Caractère adéquat de la capacité contractuelle dans des pipelines de transporteur public 56
4.2.4.2 Appel de soumissions et capacité disponible 56
4.2.4.3 Méthode de réglementation 57
4.2.4.4 Principes de calcul des droits 59

5. Projet de remplacement de capacité 63
5.1 Conception du Projet 63
5.1.1 Modifications à la canalisation n° 2 63
5.1.2 Pipeline Lc 63
5.2 Intégrité 65
5.2.1 Pressions d'utilisation de la canalisation n° 2 65
5.2.2 Épaisseur des tuyaux du pipeline Lc et épaisseur de la couverture 65
5.3 Construction et exploitation 67
5.3.1 Programmes d'assemblage 67
5.3.2 Autorisation de mise en service des installations liées aux modifications de la canalisation n° 2 et des installations de station Lc 68
5.4 Questions socioéconomiques 69
5.4.1 Utilisation du sol 69
5.4.2 Services d'urgence et hébergement local 70
5.5 Questions relevant de la partie IV 71
5.5.1 Établissement des droits 71

6. Conclusions 73
6.1 Avantages et fardeaux du Projet Southern Lights 73

7. Dispositif 76

Liste des figures

1-1 Projet Southern Lights 2
2-1 Disponibilité totale de diluant 17
2-2 Prévisions d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien 18

Liste des tableaux

3-1 Effets directs totaux en capital de l'ensemble des projets en millions de dollars canadiens 14
3-2 Volumes prévus de pétrole brut reçu à Cromer 19

Liste des annexes

I Liste de questions – OH-3-2007 78
II Décisions de l'ONÉ sur les requêtes et instructions 79
III Ordonnances de l'ONÉ y compris l'annexe A 99
IV Conditions du certificat concernant le pipeline de pétrole brut léger corrosif 118
V Rapport d'examen environnemental préalable 124

Glossaire, sigles et abréviations

Projet Southern Lights	Ensemble des deux projets suivants : 1. Projet de pipeline de diluant, comprenant : a) Transfert de la canalisation n° 13; b) Inversion de la canalisation n° 13 2. Projet de remplacement de capacité, comprenant : a) Modifications à la canalisation n° 2 b) Pipeline de transport de pétrole léger corrosif
ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AF	Autorité fédérale, au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale.*
AINC	Affaires indiennes et du Nord Canada
API	American Petroleum Institute
AR	Autorité responsable, au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale.*
ART	agent réducteur de traînée
b/j	barils par jour
BK	borne kilométrique
canalisation n° 13	Pipeline de la canalisation n° 13 et installations connexes.
capacité annuelle	débit quotidien moyen qu'un réseau de pipeline peut générer annuellement.
certificat	certificat d'utilité publique
convention de transfert	Convention entre EPI et Enbridge Southern Lights LP datée du 9 mars 2007 relativement au transfert de la canalisation n° 13.
CSA Z662	Plus récente version applicable de la norme Z662 de la CSA, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel*, avec ses modifications successives identifiées par les deux derniers chiffres (la norme CSA Z662-03 a été modifiée en 2003, la norme CSA Z662-07, en 2007, etc.).
CSA	Association canadienne de normalisation

CST	convention de service de transport
demandeurs	Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge
dilbit	Mélange de condensat et de bitume produit *in situ* principalement utilisé dans les raffineries de pétrole brut lourd.
DUF	Détection ultrasonique de fissures
É.-U.	États-Unis d'Amérique
ÉC	Équivalent carbone
END	essai non destructif
EPI	Enbridge Pipelines Inc.
ESL	Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP
ÉT	évaluation technique
expéditeur	Partie qui prend à contrat ou commande des services de transport auprès d'un pipeline.
expéditeurs engagés	Expéditeurs signataires d'une entente de service de transport qui prévoit le transport d'un volume quotidien donné pendant une période initiale de 180 mois civils sur la canalisation n° 13 inversée.
FCST	fissuration par corrosion sous tension
FPV	faible pression de vapeur
ha	hectare
installations de station Lc	Stations de pompage et installations annexes du pipeline Lc et tuyauterie de station de pompage à trois emplacements d'EPI existants.
inversion de la canalisation n° 13	Retrait de la canalisation n° 13 du service de transport de pétrole brut vers le sud pour permettre le transport de diluant de la frontière canado-américaine près de Gretna (Manitoba) à Edmonton (Alberta).
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
km	kilomètre
kPa	kilopascal

LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LGN	liquides de gaz naturel
Loi	*Loi sur l'Office national de l'Énergie*
m	mètre
m^3/j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
modifications à la canalisation n° 2	Modifications proposées à la canalisation n° 2, énoncées au paragraphe 5.1.1 des Motifs.
MPLA	Manitoba Pipeline Landowners Association
MTTR	modèle transitoire en temps réel
Nations Dakota du Manitoba	Première nation Birdtail Sioux, Nation Canupawakpa Dakota, Première nation Dakota Plains, Première nation Dakota Tipi et Nation Dakota Sioux Valley.
NEB	Office national de l'énergie
NPS	diamètre nominal du tuyau (en pouces)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
Peepeekisis	Première nation Peepeekisis
période intermédiaire	Période entre la date d'entrée en service du Projet de remplacement de capacité et la date de clôture pour le transfert de la canalisation n° 13.
PGI	programme de gestion de l'intégrité
pipeline Lc	Pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif et installations connexes.
PIU	plan d'intervention en cas d'urgence
PME	pression maximale d'exploitation
PPE	plan de protection de l'environnement
PPLR	plans, profils et livres de renvoi
projet Alberta Clipper	projet d'agrandissement Alberta Clipper
Projet	Projet Southern Lights
REEP	rapport d'examen environnemental préalable

répartition	Méthode de partage de la différence entre le volume total des commandes des expéditeurs sur le réseau principal d'Enbridge Pipelines Inc. et la capacité d'expédition disponible, lorsque la seconde est inférieure à la première.
RNCO	*Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*
Roseau River	Première nation Anishinabe Roseau River
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SAPL	Saskatchewan Association of Pipeline Landowners
SBM	système de bilan matières
SCADA	système de télécommande et d'acquisition de données
SCEP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
SMAW	soudage à l'arc avec électrode enrobée
	Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc.
Standing Buffalo	Première nation Dakota de Standing Buffalo
synbit	bitume synthétique
TIP	trousse d'information préliminaire
transfert de la canalisation n° 13	Transfert de la portion canadienne de la canalisation n° 13 d'EPI à Enbridge Southern Lights LP conformément à une entente entre EPI et Enbridge Southern Lights LP datée du 9 mars 2007.

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi*) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande portant le numéro de dossier OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01 par Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL), et Enbridge Pipelines Inc. (EPI), désignées collectivement les demandeurs, datée du 9 mars 2007 pour :

a) Projet de pipeline de diluant

1. pour EPI, l'autorisation, en vertu de l'alinéa 74(1)*a)*, de vendre la canalisation n° 13 et, en vertu de la partie IV, de l'article 20 et du paragraphe 129(1.1) de la *Loi*, toutes autres ordonnances nécessaires à la prise d'effet du transfert de la canalisation n° 13 suivant les conditions énoncées dans la convention de transfert;

2. pour ESL, l'autorisation, en vertu de l'alinéa 74(1)*b)* de la *Loi*, d'acheter la canalisation n° 13 et, en vertu de la partie IV, de l'article 20 et du paragraphe 129(1.1) de la *Loi*, toutes autres ordonnances nécessaires à la prise d'effet du transfert de la canalisation n° 13 suivant les conditions énoncées dans la convention de transfert;

3. une ordonnance, en vertu de l'article 58 de la *Loi*, autorisant EPI à construire et à exploiter les installations de la canalisation n 13 inversée et soustrayant ces installations à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la *Loi*;

4. l'approbation accordée à EPI, en vertu de la partie IV de la *Loi*, des principes d'établissement des droits et du tarif qui s'appliqueront au transport de diluant dans la canalisation n° 13 inversée.

b) Projet de remplacement de capacité

1. un certificat d'utilité publique délivré à EPI en vertu de l'article 52 de la *Loi* autorisant la construction et l'exploitation du pipeline Lc;

2. pour EPI, une ordonnance, en vertu de l'article 58 de la *Loi*, soustrayant les installations de pompage, les installations connexes et la tuyauterie des stations de pompage liées au pipeline Lc à l'application des dispositions des alinéas 30(1)*b)*, 31*c)*, 31*d)* et de l'article 47 de la *Loi*, sur délivrance du certificat d'utilité publique pour le pipeline Lc;

3. une ordonnance, en vertu de l'article 58 de la *Loi*, autorisant EPI à construire et à exploiter les installations liées aux modifications à la canalisation n° 2 et soustrayant ces installations à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la *Loi*;

4. pour EPI, l'approbation, en vertu de la partie IV de la *Loi*, de la méthode de tarification des droits devant s'appliquer aux modifications à la canalisation n° 2 et au pipeline Lc avant que la canalisation n° 13 soit transférée d'EPI à ESL;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience de l'Office national de l'énergie OH-3-2007 datée du 17 avril 2007;

ENTENDUE à Calgary (Alberta), les 13 et 14 août 2007 et les 29 et 31 octobre 2007 et à Regina (Saskatchewan), les 20 et 21 août 2007;

DEVANT :

S. Crowfoot	Membre présidant l'audience
S. Leggett	membre
K. Bateman	membre

Comparutions	**Société ou organisme**	**Témoins**
M. D.G. Davies M. T. Hughes M^me^ H. Long M. E. Dixon	Demandeurs	M^me^ K. McShane M. J. Glanzer M. M. Thompson M. R. Fisher M. N. Earnest M. M. Sitek M^me^ J. Whitney M. L. Neis M. L. Zupan M^me^ G. Feltham M. K. Gilmore M. G. Herchak M. J. Gerez M. W. Forbes M. R. Wight M. J. Paetz M^me^ T. Petter
M. N. J. Schultz M. L. Manning	Association canadienne des producteurs pétroliers	
M^me^ C. G. Worthy	BP Canada Energy Company	
M^me^ C. Fredericks	ConocoPhillips Canada Limited	
M. D.A. Holgate	Statoil North America, Inc.	
M. J. Van Heyst	Suncor Energy Marketing Inc.	

Comparutions	Société ou organisme	Témoins
M[me] J. Scott	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd	
M. S. Shrybman	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier	M. J.E. Wilson
M. M. Phillips M[me] M. Rasmussen, c.r.	Première nation Dakota de Standing Buffalo	Chef Roger Redman Ancien Dennis Thorne Ancien Cliff Tawiyala Ancien Wayne Goodman
M[me] K. Lozynsky M. P. Enderwick	Office national de l'énergie	

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Le 9 mars 2007, Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL) et Enbridge Pipelines Inc. (EPI), désignés collectivement les demandeurs, ont demandé à l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) diverses autorisations relatives au Projet Southern Lights (Projet).

Ce Projet comporte deux volets :

1) un projet de pipeline de diluant;

2) un projet de remplacement de capacité.

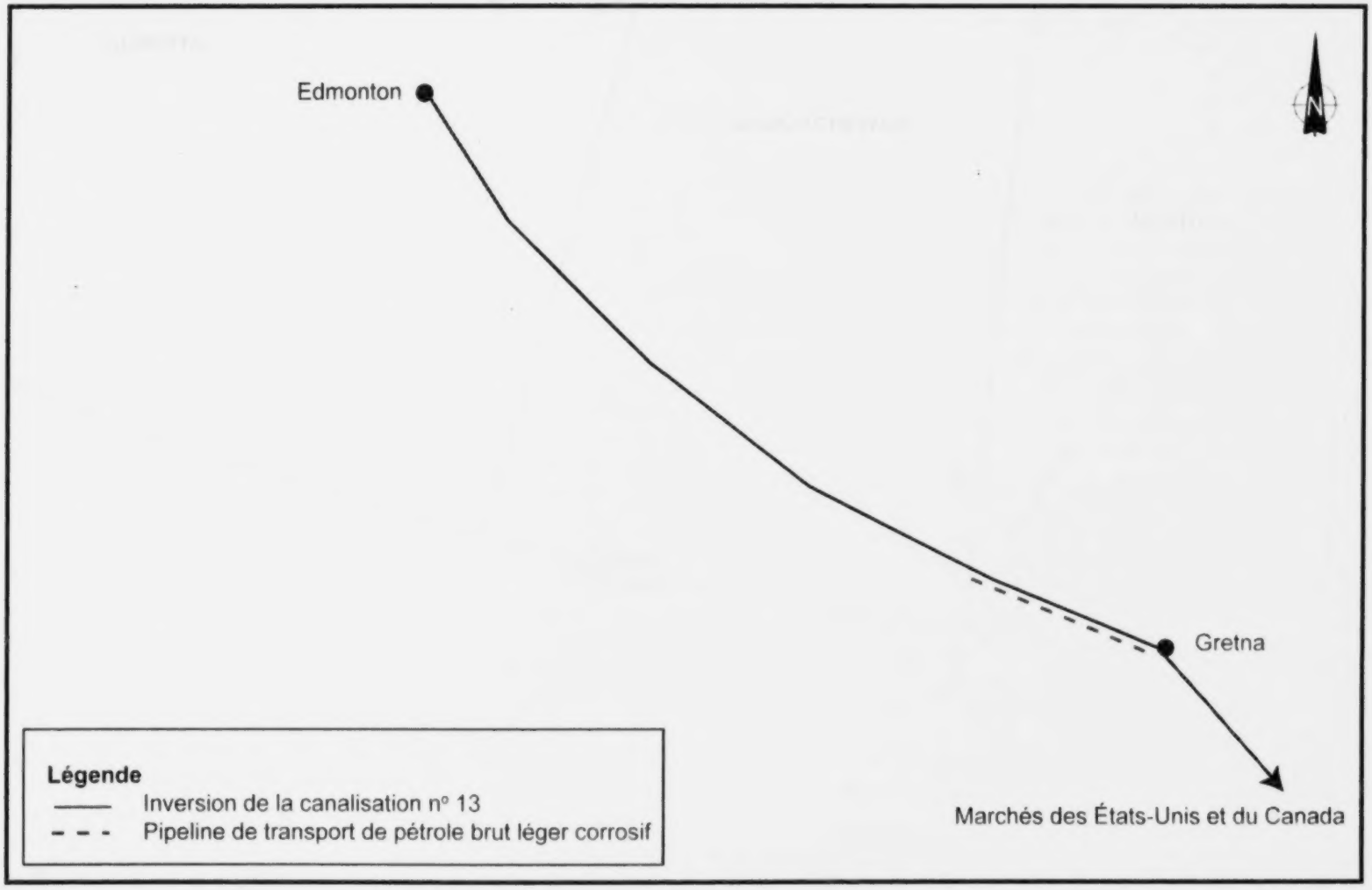
1.2 Projet de pipeline de diluant

Le projet de pipeline de diluant comporte le transfert de la portion canadienne de la canalisation n° 13 d'EPI à ESL conformément à une convention de transfert datée du 9 mars 2007 (convention de transfert) et requiert donc une autorisation, aux termes de l'article 74 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi)*, ainsi qu'une ordonnance aux termes du paragraphe 129(1.1). La canalisation n° 13 serait retirée du service de transport de pétrole brut vers le sud et affectée au transport de diluant, avec inversion du sens d'écoulement, de la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), à Edmonton (Alberta), soit l'inversion de la canalisation n° 13 (voir la figure 1-1). Aucun nouveau pipeline, ni aucune nouvelle pompe ne seraient requis au Canada, dans le cadre de l'inversion de la canalisation n° 13, et tous les travaux auraient lieu aux emplacements existants de station de pompage et de vanne de retenue de la canalisation n° 13. ESL a demandé une ordonnance aux termes de l'article 58 et une autorisation en vertu de la partie IV de la *Loi* relativement à l'inversion de la canalisation n° 13.

1.3 Projet de remplacement de capacité

Le Projet de remplacement de capacité compenserait la réduction de la capacité du service de transport du pétrole brut vers le sud sur le réseau principal d'EPI découlant de l'inversion de la canalisation n° 13 et consisterait en la construction d'un pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif (pipeline Lc) de 288 km et 508 mm de diamètre extérieur (NPS 20) de Cromer (Manitoba) à la frontière canado-américaine près de Gretna (Manitoba), comprenant l'ajout d'installations de pompage et d'installations connexes et de tuyauterie de station de pompage à trois emplacements de station de pompage existants d'EPI (installations de station Lc), et des modifications à la canalisation n° 2 (modifications à la canalisation n° 2). EPI a demandé un certificat aux termes de l'article 52 de la *Loi* l'autorisant à construire et exploiter le pipeline Lc et

Figure 1-1
Projet Southern Lights



deux ordonnances aux termes de l'article 58 relativement aux installations de station Lc et aux modifications à la canalisation n° 2. EPI a également demandé l'approbation, en vertu de la partie IV de la *Loi*, de la méthode de conception des droits devant s'appliquer aux modifications à la canalisation n° 2 et au pipeline Lc avant le transfert de la canalisation n° 13 d'EPI à ESL et avant les modifications à la canalisation n° 2.

1.4 Cadre réglementaire

Le 14 novembre 2006, les demandeurs ont déposé une trousse d'information préliminaire (TIP) relative au Projet. Le but de cette TIP était d'entamer et de faciliter un examen réglementaire efficace du Projet et de permettre à l'Office et à d'autres ministères fédéraux de bien cerner leurs responsabilités respectives en matière d'évaluation environnementale et la portée de cette évaluation aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

Les demandes ont été déposées le 9 mars 2007. Dans une lettre datée du 18 avril 2007, l'Office a annoncé qu'il convoquait une audience publique débutant le 13 août 2007. L'ordonnance d'audience OH-3-2007 définit la procédure suivie au cours de l'audience. Les parties désireuses d'intervenir dans cette instance ont eu jusqu'au 14 mai 2007 pour en faire la demande. L'Office a reçu 17 demandes de statut d'intervenant.

Dans sa lettre du 18 avril 2007, l'Office invitait toute partie désireuse de proposer une modification ou un ajout à la liste des questions d'y procéder avant le 14 mai 2007. L'Office a reçu des observations du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCCEP) et des Nations Dakota du Manitoba au nom de la Première nation Birdtail Sioux, de la Première nation Canupawakpa Dakota, de la Première nation Dakota Plains, de la Première nation Dakota Tipi et de la Nation Dakota Sioux Valley (Nations Dakota du Manitoba). Les préoccupations soulevées par ces parties se rapportaient au processus de valeur ajoutée et au territoire traditionnel Dakota, respectivement.

Dans sa lettre du 23 mai 2007, l'Office a signifié qu'il réviserait la liste des questions (voir l'annexe I) pour y inclure la question suivante : Incidences du Projet sur les groupes autochtones.

Le 27 avril 2007, l'Office a sollicité auprès du public des commentaires sur l'envergure provisoire de l'évaluation environnementale du Projet. Après avoir pris en considération les commentaires reçus de la Meewasin Valley Authority et de la Première nation Anishinabe de Roseau River (Roseau River), l'Office et les autres autorités responsables (AR) du Projet, Transports Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC), ont déterminé la portée de l'évaluation environnementale.

Le 6 juillet 2007, la Manitoba Pipeline Landowners Association et la Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (MPLA/SAPL) ont déposé une requête pour demander des ordonnances visant la suspension de l'audience de Southern Lights et le regroupement de cette audience avec celle du projet d'agrandissement Alberta Clipper (projet Alberta Clipper). Mais plutôt que de regrouper les audiences, la MPLA et la SAPL ont demandé à l'Office soit de fixer l'audience au même moment et aux mêmes endroits que l'audience du projet Alberta Clipper ou, afin de permettre aux propriétaires fonciers intéressés d'assister à l'audience, de ne pas la commencer avant le 29 octobre pour éviter tout conflit avec la période des récoltes.

Après avoir tenu compte des représentations des parties, l'Office a réfuté la demande d'ajournement et de regroupement avec la demande relative au projet Alberta Clipper. Cependant, l'Office a fixé des séances d'audience à Regina pour faciliter la participation de la Première nation Dakota de Standing Buffalo (Standing Buffalo), et à Brandon pour faciliter la participation des représentants de la MPLA et de la SAPL. Pour en savoir plus sur cette requête et d'autres requêtes, se reporter à l'annexe II.

Par une lettre datée du 19 octobre 2007, les MPLA/SAPL se sont retirées de l'instance, entraînant l'annulation de l'audience de Brandon. L'Office a tenu la dernière phase de l'audience à Calgary, à partir du 29 octobre 2007.

L'audience publique a eu lieu aux dates et endroits suivants :

- 13 et 14 août, à Calgary (Alberta);
- 20 et 21 août à Regina (Saskatchewan);
- 29 et 31 octobre à Calgary (Alberta).

L'Office a appliqué une démarche de cycle de vie dans l'étude du Projet. Cela signifie que toutes les questions et préoccupations devant l'Office ont été prises en considération dans le contexte de l'ensemble du cycle de vie du Projet (c'est-à-dire conception, planification, construction, exploitation, désaffectation et cessation d'exploitation).

À titre d'AR en vertu de la LCÉE, l'Office a préparé un Rapport d'examen environnemental préalable aux termes de la LCÉE. Ce rapport est joint en annexe V des présents Motifs de décision. Les questions environnementales sont traitées plus en détail au chapitre 3 des présents Motifs de décision.

1.5 Détermination de l'intérêt public par l'Office

Mandat de l'Office

L'ONÉ est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects du secteur de l'énergie au Canada. Il a été créé en 1959 par le Parlement avec l'adoption de la *Loi*, qui a transféré à l'Office la responsabilité des pipelines et de certaines questions relatives au pétrole, au gaz naturel et à l'électricité[1]. De plus, la *Loi* accordait à l'Office le pouvoir de réglementer les droits et les tarifs, et définissait son champ de compétence et sa situation à titre de tribunal d'archives indépendant.

La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir, dans l'intérêt du public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Dans le cadre de ce mandat, l'Office, à titre de tribunal quasi judiciaire, peut tenir des audiences publiques afin d'entendre les arguments et points de vue de toutes les parties avant de rendre une

1 Tel que prévu dans la division des pouvoirs entre les provinces et le gouvernement fédéral en vertu des articles 91 et 92 de la *Loi constitutionnelle de 1867*.

décision au sujet des demandes de construction de nouvelles installations qui relèvent de sa compétence. Dans l'exercice de ses fonctions quasi judiciaires, l'Office est tenu de respecter le mandat qui lui est conféré en vertu de la *Loi*. Parfois, comme dans le cas présent, l'Office doit également assumer certaines responsabilités prévues dans la LCÉE.

En ce qui a trait au Projet Southern Lights, une partie du cadre juridique applicable se trouve dans les parties III et IV de la *Loi*. La partie III de la *Loi* précise que l'Office doit prendre une décision en tenant compte du « caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur ». De plus, la partie IV de la *Loi* prévoit que l'Office prenne certaines décisions relatives aux droits et tarifs. Dans ses décisions, l'Office ne doit s'appuyer que sur les faits établis dans le cadre du processus d'audience et doit agir en accord avec les principes de justice naturelle.

Intérêt public

L'Office a décrit l'intérêt public comme suit[2] :

> L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision.

Les facteurs à prendre en considération sous le régime de la *Loi* et les critères à appliquer pour en arriver à une décision concernant l'intérêt public ou le caractère d'utilité publique d'un projet peuvent varier selon les circonstances, notamment la demande, le lieu, le produit en cause, les segments de population touchés par la décision, les valeurs collectives du moment et l'objet des dispositions pertinentes de la *Loi*.

Dans le cadre de cette instance, l'Office a entendu la preuve relative aux éléments suivants : questions de conception, d'ingénierie et de sécurité; aspects économiques, dont l'approvisionnement et les marchés; la participation et la consultation du public; les incidences pour les groupes autochtones; les effets socioéconomiques et environnementaux du Projet; et les questions foncières et de sélection du tracé.

L'Office a déterminé que tous ces facteurs sont pertinents dans sa décision sur la question de l'intérêt public dans le Projet Southern Lights.

Les présents motifs de décision tiennent compte également des questions découlant des demandes en vertu de la partie IV en ce qui a trait aux droits et tarifs relatifs à l'inversion de la canalisation n° 13, du pipeline Lc et de la canalisation n° 2. La détermination par l'Office sur le caractère juste et raisonnable des principes et méthodes de conception proposés des droits se trouve aux paragraphes 4.2.4 (avec la décision de l'Office sur la méthode de réglementation de l'inversion de la canalisation n° 13) et 5.5.

---

2 Voir le site Web de l'Office au http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rthnb/whwrndrgvrnnc/nbstrtgcpln20072010-fra.html

Chapitre 2

Requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo

Le 3 mai 2007, Standing Buffalo a présenté une demande de statut d'intervenant pour l'audience OH-3-2007 relative à Enbridge Southern Lights, où elle citait des titres ancestraux non éteints, le droit à l'autonomie et un statut d'allié historique comme base de sa participation au processus.

L'avocat de Standing Buffalo a soulevé auprès de l'Office deux questions préliminaires à l'audience. L'Office a par la suite demandé que ces questions préliminaires soient déposées par voie d'avis de requête, aux termes de l'article 35 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)*.

L'avis de requête a été déposé par la suite, sollicitant les décisions suivantes de l'Office :

a) une décision indiquant que l'Office n'a pas compétence pour considérer le bien-fondé de la demande de Southern Lights sans d'abord déterminer si Standing Buffalo a des revendications crédibles aux termes de la décision de la Cour suprême dans l'affaire *Nation haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts), 2004 CSC 73, [2004] 3 R.C.S. 511 (« haïda »)*;

b) une décision indiquant que l'obligation de traiter équitablement exige que la Couronne se penche sur la revendication de Standing Buffalo et y réponde, et que, à défaut d'une telle réponse de la Couronne, la revendication de Standing Buffalo soit acceptée comme irréfutée et que l'Office doive ensuite déterminer qu'il n'a pas compétence pour déterminer le bien-fondé des demandes de Southern Lights.

À l'appui de sa requête, Standing Buffalo a fourni des preuves par voie d'affidavit et de témoignages au cours de l'audience de Southern Lights.

Sur réception de l'avis de requête, l'Office a établi un mécanisme pour permettre aux autres parties de répondre à l'avis et pour permettre à Standing Buffalo d'y répliquer. Ce mécanisme a été modifié par la suite pour permettre une réplique supplémentaire après la portion plaidoirie de l'audience. L'Office a différé sa décision relative à la requête.

2.1 Mémoires sur la requête

Standing Buffalo

Standing Buffalo revendique des titres ancestraux sur le terrain à l'emplacement proposé du Projet. Standing Buffalo a fait valoir que sa revendication potentielle est crédible et que le critère défini dans l'affaire *haïda* est engagé. Standing Buffalo a fait valoir que l'ONÉ ne peut considérer l'essence des demandes de Southern Lights qu'après avoir : 1) établi que Standing

Buffalo a présenté une revendication potentielle crédible pour le terrain visé par le Projet, 2) déterminé la portée de l'obligation de consulter de la part de la Couronne et 3) établi à sa satisfaction que l'obligation de consulter de la part de la Couronne a été remplie.

Standing Buffalo a affirmé que ses droits ancestraux à la terre existaient depuis des temps immémoriaux et indiqué qu'elle n'avait signé aucun traité. D'après Standing Buffalo, cela, combiné à la relation avec la Couronne fondée sur l'alliance, donne lieu à une revendication crédible de droits d'exercice des pouvoirs.

Standing Buffalo soutient que le fait que la Couronne a engagé des négociations pendant de nombreuses années laisse supposer que la Couronne estime que la revendication est effectivement crédible. Standing Buffalo a également indiqué que, même si la Couronne a répondu à la revendication par la négative, comme elle n'a pas semblé contredire la position de Standing Buffalo dans cette instance, on peut conclure que la Couronne ne conteste pas l'« existence » d'une revendication potentielle crédible de Standing Buffalo. Standing Buffalo a pour position que l'obligation de traiter équitablement exige que la Couronne réponde à sa revendication et, à défaut de quoi, l'ONÉ doit déterminer qu'il n'a pas la compétence pour examiner les demandes de Southern Lights.

D'après Standing Buffalo, le fait que le Projet proposé doit être construit sur des terres des Dakota est un effet préjudiciable potentiel, tel qu'indiqué dans l'affaire *haïda,* car cela interfère avec des droits d'exercice des pouvoirs protégés par la Constitution. D'après Standing Buffalo, le pipeline proposé influerait directement sur son droit de contrôler son territoire traditionnel découlant de son assertion de ses titres ancestraux.

Standing Buffalo soutient que l'Office doit d'abord conclure que la Couronne a l'obligation de consulter avant d'évaluer le caractère adéquat de la consultation. La solidité de la revendication et l'importance de l'effet préjudiciable ne devraient être examinées qu'à l'étape suivante, la détermination de la portée de l'obligation de consulter et si la consultation de la Couronne a satisfait à cette exigence. Standing Buffalo a soutenu que la Couronne ne l'a pas informée du Projet.

Standing Buffalo a également fait valoir que le processus d'audience publique ne satisfait pas à l'obligation de consulter de la part de la Couronne, car l'ONÉ n'est pas un agent de la Couronne et que, contrairement à la Couronne, l'Office n'a pas d'obligation fiduciaire envers Standing Buffalo. Elle a également avancé que la consultation des demandeurs ne peut satisfaire à l'obligation de la Couronne, car, bien que leur consultation puisse satisfaire à l'obligation de la Couronne en certaines circonstances, les demandeurs ne peuvent tenir de consultation utile en rapport avec l'exercice des pouvoirs. Standing Buffalo a fait valoir que la consultation des demandeurs était superficielle et ne suffisait pas dans un contexte d'absence de traité.

En résumé, Standing Buffalo a indiqué que l'Office doit soit ordonner à la Couronne d'être présente pour que toutes les parties puissent traiter de la question de compétence en présence de la Couronne, soit déterminer qu'il n'a pas la compétence pour examiner le bien-fondé de la demande de fond qui lui est présentée.

Enbridge Southern Lights LP et Enbridge Pipelines Inc.

ESL et EPI ont fait valoir que la requête devrait être réfutée, car l'Office n'a aucune base pour décider tel que Standing Buffalo lui demande. L'une et l'autre ont avancé que, bien que l'Office puisse délivrer une citation à comparaître, une telle citation ne peut pas simplement être adressée à la Couronne. De plus, ESL et EPI ont soutenu qu'il ne servait à rien de le faire, car la preuve montrait déjà clairement que le Gouvernement du Canada n'accepte pas les revendications de Standing Buffalo. D'après ESL et EPI, une preuve supplémentaire de ces revendications aurait peu de valeur probante et il n'est pas du mandat de l'Office de décider sur ces questions.

EPI et ESL ont soutenu que l'obligation de consulter de la part de la Couronne ne découle pas simplement de la démonstration d'une revendication crédible. Il faut également démontrer que l'activité proposée pourrait avoir des effets préjudiciables pour les droits ancestraux revendiqués.

ESL et EPI ont avancé qu'il n'y avait aucune raison ni justification pour que l'Office ordonne à la Couronne d'être présente à l'audience ou pour qu'elle détermine au préalable sa compétence à examiner les mérites des demandes de Southern Lights.

Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP)

L'ACPP s'est opposée à la requête, faisant valoir que la conséquence de la position de Standing Buffalo est déraisonnable et qu'elle n'est pas fondée en droit. De plus, l'ACPP a soutenu que la question fondamentale intéressant Standing Buffalo dépasse la compétence de l'ONÉ.

L'ACPP a avancé également que la considération réglementaire d'un projet de mise en valeur n'exige pas, comme condition préalable à l'exercice d'une compétence, le règlement d'une revendication. L'ACPP a soutenu que la question fondamentale pour Standing Buffalo est de voir la Couronne accueillir favorablement ses droits revendiqués et que son intervention dans la procédure de l'ONÉ est collatérale à cette question fondamentale. L'ACPP a avancé que l'Office ne peut résoudre cette question fondamentale. De plus, l'ACPP a fait valoir que l'ONÉ n'a pas la compétence pour refuser de traiter des demandes qui répondent aux exigences réglementaires en raison de revendications non résolues contre la Couronne et que, de plus, la jurisprudence n'exige pas que l'Office interrompe alors sa procédure.

En réponse à l'affirmation de Standing Buffalo voulant que l'ONÉ accepte la preuve de Standing Buffalo si elle est irréfutée, l'ACPP a fait valoir qu'une telle règle de droit n'existe pas à l'égard des procédures de l'ONÉ. De plus, l'ACPP a soutenu que malgré l'assertion de Standing Buffalo voulant que la Couronne soit restée silencieuse, la preuve de Standing Buffalo montre qu'il n'en a pas été ainsi. À l'appui de ses assertions, l'ACPP a cité la preuve indiquant que Standing Buffalo avait reçu une lettre du gouvernement qui n'était pas favorable à la position de Standing Buffalo, qu'elle avait rencontré l'honorable Bill McKnight et que l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE) avait été en communication avec Standing Buffalo.

L'ACPP a soutenu que les revendications non réglées ne constituent pas un obstacle absolu à la poursuite d'activités ou au développement supplémentaire. D'après l'ACPP, la consultation est un processus qui mène à l'équilibre des intérêts et des décisions peuvent être prises même s'il y a désaccord sur le caractère adéquat de la réponse de la Couronne. Enfin, l'ACPP a affirmé que les tentatives déraisonnables d'entraver le processus décisionnel ne sont pas admissibles.

Répliques de Standing Buffalo

Dans ses répliques, Standing Buffalo a expliqué que sa position n'était pas que toute revendication potentielle crédible puisse interrompre automatiquement tout développement. Standing Buffalo a indiqué qu'une revendication potentielle crédible doit être analysée en fonction des critères de la décision dans l'affaire *haïda* selon une évaluation préliminaire de la solidité de la revendication potentielle crédible et de l'incidence négative du projet sur le développement de la revendication potentielle crédible. Standing Buffalo a soutenu que l'Office doit procéder à cette analyse d'abord afin de déterminer s'il a la compétence pour juger de la demande quant au fond car, dans certains cas, l'obligation pour la Couronne de consulter et d'accommoder va jusqu'au point d'exiger le consentement des Autochtones touchés. D'après Standing Buffalo, un examen de la revendication est nécessaire afin de déterminer s'il s'agit d'une revendication potentielle crédible et il peut ensuite être décidé si le consentement est requis.

En réponse à l'argument de l'ACPP voulant que la revendication de Standing Buffalo doive être réfutée pour la raison que, en l'acceptant, cela interromprait le développement, Standing Buffalo a avancé que ce n'est pas le bon critère à appliquer.

Standing Buffalo a également comme position que l'Office ne peut adéquatement évaluer ni la solidité de la revendication, ni les effets préjudiciables du Projet sur la revendication si la Couronne n'est pas présente pour répondre à la revendication. Par conséquent, Standing Buffalo a affirmé que l'Office doit inviter la Couronne à être présente et à répondre à Standing Buffalo de telle sorte que l'Office soit en position de procéder à une évaluation préliminaire et de déterminer si le consentement est requis ou non.

En réponse à l'allégation d'EPI et d'ESL voulant que l'Office n'a pas la compétence pour se joindre à la Couronne dans ces instances, Standing Buffalo a soutenu que cela ne tient pas compte du fait que l'honneur de la Couronne est en cause et qu'il n'est donc pas nécessaire pour l'Office de citer à comparaître les représentants compétents de la Couronne pour répondre à la revendication de Standing Buffalo.

Standing Buffalo a réitéré son objection à l'évocation par l'ACPP de communications sans préjudice qui indiqueraient que la Couronne a rejeté la revendication de Standing Buffalo.

D'après Standing Buffalo, le contenu de ces communications n'est pas déposé en preuve devant l'Office et toute conclusion que les défendeurs peuvent avoir tirée à propos de ce contenu est hypothétique au mieux. Standing Buffalo a fait valoir que le fait que la Couronne accepte ou rejette une revendication des Autochtones n'établit pas si la revendication est crédible ou non. Cette évaluation doit être effectuée de façon objective, en l'occurrence initialement par l'Office, sous réserve d'examen par les tribunaux. De plus, Standing Buffalo a fait valoir que l'évaluation préliminaire de sa revendication ne peut être effectuée sans que la Couronne y réponde car, bien que l'opinion de la Couronne ne soit pas déterminante, elle aiderait l'Office en fournissant un tableau complet de la situation entourant la revendication de Standing Buffalo.

2.2 Décision de l'Office relative à la requête

Le fondement de la requête de Standing Buffalo est que le Projet se situe à l'intérieur du territoire pour lequel elle revendique des droits et titres ancestraux. Standing Buffalo revendique en effet des droits et titres ancestraux sur un vaste territoire qui s'étend sur trois provinces des Prairies et sur une portion substantielle du nord des États-Unis. Bien que des négociations aient eu lieu entre Standing Buffalo et le gouvernement du Canada depuis plusieurs années, la preuve a indiqué qu'elles avaient été rompues et que le Canada n'a pas accepté les revendications de Standing Buffalo.

Selon l'Office, Standing Buffalo a pour position que, compte tenu de sa revendication potentielle crédible, avant de considérer le fond de la demande, l'Office doit se pencher sur une question de compétence, à savoir si l'obligation par la Couronne de consulter Standing Buffalo a été remplie conformément aux critères établis dans l'affaire *haïda*. Standing Buffalo a soutenu que cette analyse exige une détermination de la portée de l'obligation de consulter, ce qui comporte une évaluation de la solidité de la revendication de Standing Buffalo et des incidences ou effets préjudiciables sur cette revendication. Standing Buffalo a également affirmé que, pour que l'Office examine pleinement les questions soulevées par Standing Buffalo et y réponde, la Couronne doit être présente pour répondre.

L'Office n'est pas d'accord avec la position de Standing Buffalo selon laquelle, avant que l'Office puisse examiner le fond de la demande de certificat, il doit déterminer la solidité de la revendication de Standing Buffalo et évaluer le caractère adéquat de la consultation de la Couronne. La procédure de l'Office vise à ce que l'Office comprenne pleinement les préoccupations des peuples autochtones à l'égard d'un projet, avant de rendre sa décision. Les Autochtones qui ont des intérêts à l'égard d'un projet ont la possibilité de participer à la procédure réglementaire à plusieurs niveaux. L'Office pèse et analyse la nature des préoccupations autochtones et les effets qu'un projet pourrait avoir sur ces intérêts dans le cadre de son évaluation globale de l'intérêt public du projet. L'Office signale que la plupart des projets, dont le Projet Southern Lights, requièrent divers permis et autorisations d'autres ministères fédéraux ou provinciaux. Pour les raisons énoncées ci-dessous, l'Office n'est pas bien placé pour évaluer si les obligations juridiques de ces ministères et agences, y compris le caractère adéquat des consultations qu'ils ont menées, ont été remplies relativement à l'octroi de ces permis et autorisations. L'Office est d'avis que la procédure qu'il a suivie dans l'évaluation du Projet de Southern Lights donne l'assurance que ses décisions à l'égard du Projet seront prises dans le respect de tous les impératifs légaux.

Afin de comprendre pourquoi l'Office a adopté ces vues, il s'avère pertinent d'examiner la compétence et la procédure de l'Office plus en détail.

2.2.1 Compétence et procédure de l'Office

L'ONÉ a été créé par le Parlement par la *Loi* pour remplir certaines fonctions relatives à l'énergie et aux infrastructures du secteur de l'énergie au Canada. Parmi ces fonctions se trouve l'évaluation des demandes de construction et d'exploitation de pipelines et d'installations connexes aux fins de rendre ou de refuser des ordonnances ou de délivrer des certificats sous

réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Office n'a pas compétence pour régler les revendications territoriales autochtones.

L'Office évalue le bien public pouvant découler d'un projet en tenant compte de ses aspects négatifs potentiels, dont tout effet préjudiciable sur les intérêts autochtones, et rend ses décisions conformément à l'intérêt public. Dans le cadre du processus décisionnel, il prend en compte les effets environnementaux et sociaux potentiels et la possibilité d'atténuer ces effets. Les mesures d'atténuation proposées par un demandeur ou par des parties intéressées peuvent être aussi variées que, par exemple, la mise en œuvre d'un plan d'urgence relatif aux ressources patrimoniales, la modification du tracé d'un pipeline ou celle du calendrier de construction proposé. Le mandat de l'Office lui permet de répondre aux effets potentiels d'un projet sur les intérêts autochtones de diverses façons, notamment en acceptant les effets en tenant compte des avantages que comporte le projet, en imposant des conditions à l'acceptation de la demande afin de réduire au minimum les effets ou en refusant la demande.

Comme l'Office est un tribunal quasi judiciaire impartial lié par les principes de la justice naturelle, il doit recevoir de l'information sur les préoccupations des Autochtones à l'égard d'un projet donné dans le cadre de sa procédure d'audience publique. L'Office a pour pratique de prendre en compte les intérêts et préoccupations des Autochtones avant de rendre toute décision qui pourrait avoir une incidence sur ces intérêts. Afin de s'assurer de disposer de la meilleure preuve possible devant lui à cet égard, l'Office, dans son *Guide de dépôt*, définit les éléments obligatoires d'une demande, exige des demandeurs qu'ils consultent les groupes autochtones potentiellement touchés à un stade précoce de planification de leur projet et exige que les demandes comprennent des renseignements détaillés sur toute question ou préoccupation soulevée par des groupes autochtones ou identifiée autrement par le demandeur. Outre les dépôts initiaux requis dans le *Guide de dépôt*, l'Office demande fréquemment aux demandeurs des renseignements supplémentaires sur les effets potentiels d'un projet pour les Autochtones et sur les mesures d'atténuation possibles. Règle générale, plus les intérêts des Autochtones sont solides et plus les effets potentiels sont importants, plus l'Office exige une preuve substantielle avant de rendre sa décision. Cette preuve pourrait comprendre les détails sur la nature des droits et intérêts autochtones, les efforts faits par un demandeur pour résoudre les problèmes et la possibilité d'atténuer les effets.

Conformément aux exigences du *Guide de dépôt*, les demandeurs dans cette instance ont déposé le protocole de consultation des Autochtones; fourni une description des groupes autochtones pouvant être touchés et devant être consultés; cerné les besoins d'information potentiels de ces groupes; souligné les méthodes et le calendrier de sa consultation; et expliqué la procédure de réponse aux questions et préoccupations, ses plans de consultation future et le suivi pendant toutes les opérations. Les demandeurs ont également décrit toutes les ressources patrimoniales connues dans la zone étudiée et traité de la possibilité qu'existent des ressources patrimoniales non découvertes dans cette zone. Les demandeurs ont joint à leur demande un plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales, décrivant les mesures d'urgence et sur le terrain qui seraient mises en œuvre si des ressources patrimoniales (dont des sites archéologiques, paléontologiques ou à vocation traditionnelle) étaient découvertes pendant la phase de construction. Les demandeurs ont également fourni des renseignements précis relativement aux effets sur la végétation, sur les poissons et leur habitat, ainsi que sur la faune et son habitat, qui, selon l'Office, peuvent avoir une incidence directe ou indirecte sur les intérêts des Autochtones.

Les consultations du demandeur préalables à la demande auprès de diverses Premières nations, ainsi que l'évaluation par l'Office des effets potentiels sur les intérêts des Autochtones sont décrites au chapitre 3.4 des présents Motifs. Outre les renseignements déposés initialement par les demandeurs, l'Office a demandé des renseignements supplémentaires de la part des demandeurs, ainsi que de la part de divers groupes autochtones ayant manifesté leur intérêt dans cette instance.

Les Autochtones intéressés à un projet sont invités à participer au processus d'audience afin d'informer l'Office de leurs vues et préoccupations. L'Office a fait d'importants efforts depuis plusieurs années afin d'informer les Autochtones pour qu'ils comprennent comment participer au processus réglementaire. Outre l'information fournie à l'Office par le demandeur, il existe de nombreux moyens pour les Autochtones de faire valoir leurs vues directement auprès de l'Office. Ceux-ci comprennent les lettres de commentaires, les exposés oraux, les preuves écrites, le témoignage oral des anciens, le contre-interrogatoire du demandeur et des autres parties et la plaidoirie finale. L'Office est tenu de remplir ses fonctions conformément aux règles de la justice naturelle et de l'équité procédurale. Dans la mesure du possible et à l'intérieur des paramètres de l'équité procédurale, l'Office a adopté une *procédure équitable et souple* qui permet aux Autochtones de présenter leurs vues et leur preuve devant l'Office.

Comme nous le décrivons au chapitre 3.4 des présents motifs, Standing Buffalo a participé pleinement à l'instance OH-3-2007 et présenté une preuve exhaustive de sa vision du monde et de ses préoccupations à l'égard du Projet. L'Office est d'avis qu'en ce qui a trait à la présente demande, Standing Buffalo était pleinement informée du Projet par ses discussions avec les demandeurs, par les documents déposés par les demandeurs et par sa participation à l'audience et qu'elle a eu pleinement l'occasion de faire valoir ses vues et préoccupations devant l'Office à l'égard du Projet.

La procédure de l'Office est conçue pour l'informer au mieux des préoccupations des Autochtones, de façon qu'il puisse prendre ces préoccupations en considération avant de rendre sa décision. Nous le répétons, l'Office exige des demandeurs qu'ils prennent toutes les mesures raisonnables pour identifier les Autochtones dans la zone du projet proposé et pour communiquer avec eux avant le dépôt de leur demande. Ainsi, les Autochtones susceptibles d'être touchés disposent de l'information essentielle sur le projet et peuvent discuter de leurs préoccupations et problèmes avec le demandeur à un stade de planification précoce du projet. Par ces discussions à un stade précoce, un demandeur peut souvent résoudre en tout ou en partie les problèmes soulevés par les Autochtones ou modifier le projet en réponse à leurs préoccupations. Le demandeur est tenu de déposer avec sa demande la preuve de ses discussions avec les Autochtones susceptibles d'être touchés, ainsi que les détails des problèmes ou préoccupations soulevés, discutés et, le cas échéant, résolus. L'Office requiert généralement un supplément de renseignements et de mises à jour du demandeur. Les Autochtones dont les préoccupations n'ont pas été résolues sont invités à faire valoir leur point de vue devant l'Office par une forme ou l'autre de participation à l'audience. L'Office prend en considération toute la preuve sur les droits et intérêts des Autochtones dans le cadre de son évaluation des effets du projet et dans sa détermination de l'intérêt public du projet.

2.2.2 Autorisations et permis d'autres autorités relatifs au Projet

L'ONÉ joue le rôle principal dans la réglementation des pipelines et constitue le principal organisme auprès duquel les parties qui soit s'opposent à un projet soit sont en faveur d'un projet font connaître leurs vues. Aucun autre ministère ou organisme gouvernemental n'a le pouvoir d'imposer des conditions pour un certificat d'utilité publique. D'autres autorités gouvernementales peuvent avoir leurs propres responsabilités réglementaires relatives à certains aspects précis d'un pipeline soumis à la compétence du gouvernement fédéral. Ces autorités peuvent comprendre des ministères fédéraux comme Pêches et Océans ou Transports Canada, ainsi que des organismes gouvernementaux provinciaux. La procédure relative aux autorisations et permis peut se dérouler parallèlement de la procédure de l'ONÉ ou indépendamment de cette dernière et n'est souvent pas connexe au processus décisionnel de l'ONÉ. L'Office ne peut recevoir de directives d'autres autorités gouvernementales, pas plus qu'il n'a le pouvoir d'orienter les activités d'autres autorités gouvernementales. De plus, leurs responsabilités décisionnelles n'ont généralement pas besoin d'être remplies avant que l'ONÉ prenne sa décision dans tout cas particulier. Ces autorités gouvernementales peuvent avoir leurs propres exigences pour la délivrance de leurs autorisations et peuvent consulter les Autochtones à l'égard de leurs propres décisions, s'il y a lieu. Il incombe à ces autorités gouvernementales de veiller à respecter leur obligations légales et toute personne désireuse de contester leurs procédures peut s'adresser aux tribunaux, et non à l'Office.

2.3 Conclusion

À la lumière de ce qui précède, l'Office est d'avis qu'il est compétent pour rendre une décision finale sur les demandes dont il est saisi et qu'il n'exigera pas la présence d'un représentant de la Couronne pour discuter de la revendication de Standing Buffalo. Non seulement les demandeurs étaient-ils tenus de fournir de l'information à l'Office concernant les effets potentiels du Projet proposé sur les intérêts des Autochtones, y compris ceux de Standing Buffalo, mais Standing Buffalo a participé pleinement à la procédure de l'Office et a eu l'occasion de porter toutes ses préoccupations relatives au Projet à l'attention de l'Office. L'Office est d'avis qu'il dispose de toute la preuve nécessaire afin de déterminer les effets du Projets sur divers intérêts, y compris ceux de Standing Buffalo, et de déterminer si le Projet sert l'intérêt public.

En conséquence, la requête est rejetée.

Chapitre 3

Questions communes aux projets de pipeline de diluant et de remplacement de capacité

3.1 Faisabilité économique, approvisionnement et marchés

Dans sa détermination du bien-fondé et de la faisabilité économique d'un projet de pipeline proposé, l'Office évalue si les installations sont nécessaires et seraient utilisées à un degré raisonnable durant leur vie économique prévue. Afin d'en arriver à cette détermination, l'Office prend en compte la preuve soumise sur l'approvisionnement de produits de base qui sera disponible pour expédition par le pipeline, la disponibilité de marchés adéquats pour recevoir les produits livrés par le pipeline et le caractère adéquat de la capacité pipelinière existante. De même, l'Office prend en compte la preuve relative au financement de la construction et des activités courantes du pipeline proposé.

3.1.1 Coûts des projets

Le coût en capital global des projets est estimé à 384 millions de dollars canadiens, comme l'indique le tableau 3-1.

Tableau 3-1
Effets directs totaux en capital de l'ensemble des projets
en millions de dollars canadiens[1]

	Nouvelles dépenses en immobilisations					Transfert de la canalisation n° 13
	Terrain	Pipeline	Construction de pipeline	Installations	Total	
Remplacement de capacité						-93,5
Pipeline Lc	12,0	55,0	174,0	56,0	298,0	
Modifications à la canalisation n° 2				42,0	42,0	
Inversion de la canalisation n° 13				44,0	44,0	+93,5
Totaux	12,0	55,0	174,0	142,0	384,0	0,0

1 Voir le résumé dans la Demande, section 2.9 Coûts du projet (p. 2-5), section 4.7 (p. 4-4) et section 5.3 (p. 5-2). La section 3.3 (p. 3-2) contient la valeur comptable nette du transfert. Ces coûts sont estimés pour l'exercice où ils seront engagés et comprennent l'inflation estimative.

3.1.2 Capacité de financement

Le Projet sera financé par emprunts sans recours à des tierces parties et par des capitaux propres fournis par Enbridge Inc. Les demandeurs ont indiqué qu'Enbridge Inc. tirera les fonds en capitaux propres pour le Projet des flux de trésorerie générés en interne et d'opérations sur les marchés de capitaux. Durant la phase initiale du Projet, Enbridge Inc. fournira une garantie aux prêteurs tiers afin d'obtenir une facilité de crédit intérimaire autonome pour ESL afin d'assurer le financement par emprunt jusqu'à ce que le Projet reçoive les autorisations réglementaires nécessaires pour aller de l'avant avec les travaux de construction d'envergure. À ce moment-là, touts les montants empruntés à même la facilité de crédit intérimaire seraient remboursés au moyen de la facilité de crédit sans recours de financement de projet par une tierce partie et la garantie connexe d'Enbridge Inc. sur la facilité intérimaire serait annulée. Les emprunts d'ESL constitueraient la source de financement par emprunt pour le projet de pipeline de diluant.

EPI accédera à un prêt de tierce partie monté par ESL et aux capitaux propres d'Enbridge Inc. de telle sorte que le projet de remplacement de capacité présente un ratio d'endettement de 70/30 au cours de la construction et au cours de la période intérimaire. À la conclusion du transfert de la canalisation n° 13, le produit du transfert sera comptabilisé pour contrebalancer la valeur comptable nette du projet de remplacement de capacité à ce moment-là, atténuant ainsi entièrement toute incidence de ce projet sur la base tarifaire du réseau principal au Canada. De même, le produit de la cession de la canalisation n° 13 servirait à rembourser tous les emprunts et les capitaux propres utilisés pour financer le projet de remplacement de capacité, atténuant ainsi toute incidence de ce projet sur la structure du capital du réseau principal au Canada.

En ce qui a trait à la canalisation n° 13, les demandeurs ont indiqué également que les besoins en produits des 15 premières années seraient soutenus par le groupe initial d'expéditeurs engagés. La convention de service de transport (CST) exige de l'expéditeur qu'il maintienne des notations de crédit égales ou supérieures aux notations de crédit minimales suivantes de Moody's Investor Service (Baa3), de Standard and Poor's (BBB-) et de Dominion Bond Rating Service (BBB low). Si les notations de crédit d'un expéditeur chutaient sous un niveau acceptable, des assurances et garanties supplémentaires seraient requises.

3.1.3 Projet de pipeline de diluant

Le projet de pipeline de diluant vise le transport de diluant de Chicago (Illinois) à Edmonton par la canalisation n° 13, un pipeline existant du réseau principal d'EPI. La canalisation n° 13 serait retirée du service de transport du pétrole brut vers le sud et son sens d'écoulement inversé pour transporter du diluant de Clearbrook (Minnesota) à Edmonton. La canalisation n° 13 aurait une capacité annuelle de 28 600 m^3/j (180 000 b/j) et assurerait aux producteurs de pétrole des sables bitumineux l'accès à un approvisionnement en diluant abondant à faible coût. D'après les demandeurs, le diluant est nécessaire pour le mélange avec le pétrole lourd et le bitume afin de permettre le transport de ces produits par pipeline.

Les demandeurs étaient d'avis que le Projet constitue une solution novatrice pour répondre au besoin d'approvisionnement accru de diluant, car il comporte à la fois l'utilisation d'installations existantes et la construction de nouvelles installations. Par conséquent, selon les demandeurs,

non seulement le Projet assurerait-il le transport rentable de diluant par l'utilisation d'un pipeline existant, mais il comporterait des avantages sur le plan du transport de pétrole brut.

3.1.3.1 Approvisionnement en diluant

Les demandeurs ont soutenu que l'approvisionnement disponible sur le marché de Chicago est suffisant et que son prix est concurrentiel pour son utilisation dans l'exploitation des sables bitumineux. Muse Stancil a été retenue par les demandeurs pour l'évaluation de l'approvisionnement de diluant qui pourrait être disponible pour le Projet. Elle a conclu que les sources d'approvisionnement de diluant pouvaient se répartir en trois grandes catégories : les flux d'hydrocarbures légers recyclés provenant de raffineries; l'essence naturelle issue des tours de fractionnement des liquides de gaz naturel (LGN); et l'essence naturelle importée en Amérique du Nord. Muse Stancil a indiqué que les flux d'hydrocarbures légers recyclés provenant de raffineries devraient constituer la principale source d'approvisionnement pour le Projet.

Muse Stancil a préparé deux scénarios d'estimation du prix du diluant et de la disponibilité de l'approvisionnement. Dans son scénario relatif au pétrole brut, Muse Stancil a indiqué que l'approvisionnement total provenant des raffineries du Midwest serait de presque 28 500 m^3/j (180 000 b/j). Sur le volume d'approvisionnement potentiel total de 28 500 m^3/j (180 000 b/j provenant des raffineries du Midwest, la quasi-totalité de ce volume est mélangée à l'essence. Dans son scénario à dilbit élevé, Muse Stancil prévoit que les flux de dilbit pourraient doubler, passant à 127 000 m^3/j (800 000 b/j) et que le volume de diluant potentiel recyclé provenant des raffineries augmenterait, passant à 37 300 m^3/j (235 000 b/j). Suivant ce scénario, l'approvisionnement estimatif en naphta léger à écoulement direct devrait dépasser la capacité technique de mélange avec l'essence des raffineries du Midwest, d'un volume estimatif de 10 300 m^3/j (65 000 b/j).

Les demandeurs étaient d'avis que le Projet n'enlève pas d'hydrocarbures du marché nord-américain, car essentiellement tout le volume expédié vers l'Alberta par Southern Lights est retourné sur le marché comme élément du brut canadien de qualité dilbit. Par conséquent, d'après les demandeurs, le Projet n'impose pas de demande nouvelle, supplémentaire, pour les hydrocarbures de type diluant sur le marché nord-américain. En résumé, les demandeurs ont soutenu que le Projet ne devrait pas avoir d'effet dramatique sur la dynamique de l'offre et de la demande en Amérique du Nord, principalement parce qu'il n'entraîne pas une demande supplémentaire pour l'approvisionnement total en hydrocarbures légers en Amérique du Nord.

3.1.3.2 Marché du diluant

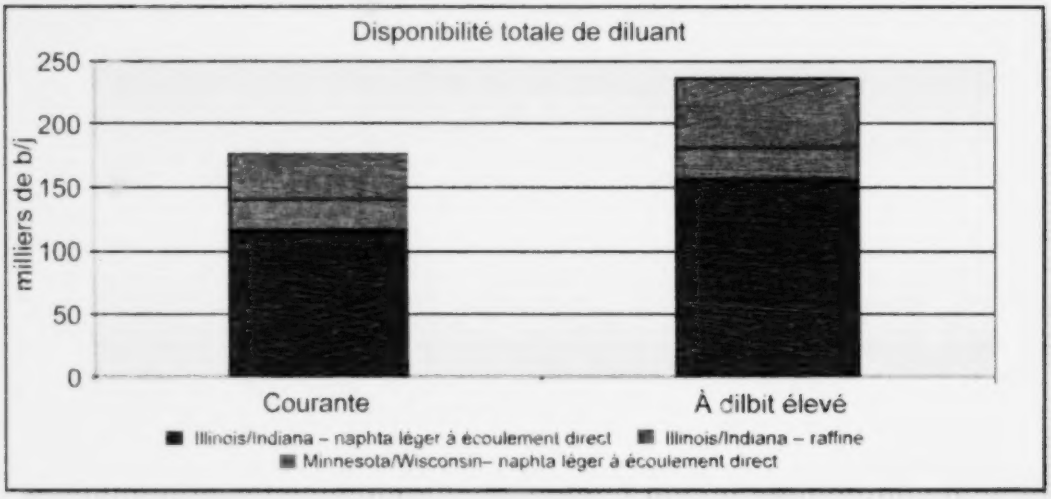
L'évaluation du marché du diluant par les demandeurs a pris en compte les prévisions de production de pétrole brut et de condensat local par l'industrie, les volumes de production de brut lourd et de bitume brut exigeant une dilution et les paramètres de l'industrie relatifs à l'accès à une nouvelle source de diluant. Les demandeurs ont également déposé le document *2006 Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast* de l'ACPP.

Les demandeurs ont cerné certains éléments clés de l'étude de l'ACPP, dont les suivants :

- Les prévisions d'EPI sont similaires à celles de l'ONÉ et de l'ACPP : plus de 312 000 m^3/j (1 963 000 b/j) de production brute accrue de sables bitumineux d'ici dix ans;

- À défaut d'un pipeline important du condensat, l'approvisionnement en bitume brut dans le flux de bitume synthétique (synbit), déduction faite de la production prévue pour la valorisation, s'accroît par rapport à l'estimation de 2006 de 9 100 m^3/j (57 000 b/j) à 83 000 m^3/j (522 000 b/j) d'ici 2010, et passant à 117 300 m^3/j (738 000 b/j) d'ici 2015;
- L'ACPP prévoit une baisse des approvisionnements de condensats de gaz naturel;
- Les importations ferroviaires de diluant dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien augmentent, d'après Statistique Canada;
- La demande de diluant importé pourrait aller jusqu'à 35 600 m^3/j (224 000 b/j) d'ici 2010 et jusqu'à 50 300 m^3/j (316 000 b/j) d'ici 2015.

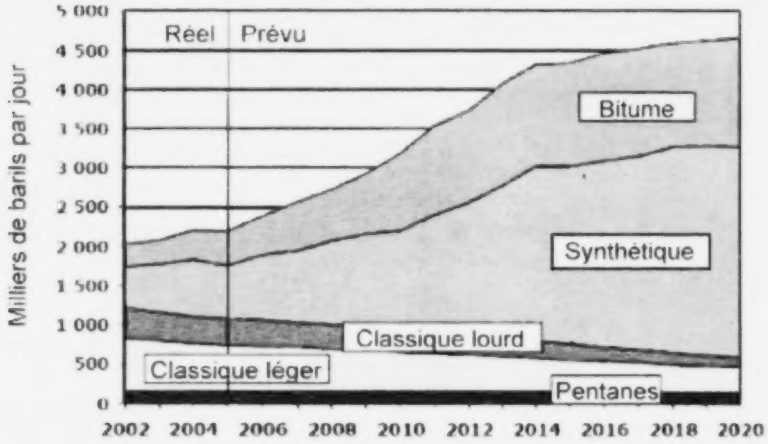
Figure 3-1
Disponibilité totale de diluant



Les demandeurs étaient d'avis que, compte tenu des indicateurs favorables du marché potentiel du diluant ci-dessus, confirmés par les engagements d'expédition fermes à long terme pour le pipeline, et le soutien de l'industrie attesté par la lettre de soutien de l'ACPP, il existe une forte demande sur le marché pour le diluant importé par pipeline sur le marché du diluant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Au cours de l'instance, les demandeurs ont indiqué que l'inversion de la canalisation n° 13 ne comprenait pas d'installations de mélange dans la portée du Projet. De plus, les demandeurs ont indiqué que les installations de mélange de Hardisty (Alberta) et de Kerrobert (Saskatchewan), où le diluant sera livré, seront approvisionnées par des tierces parties assurant le raccordement. Bien que les demandeurs n'aient aucune autre information sur la capacité des installations de mélange à ces emplacements, ils ont indiqué que la capacité dépendrait grandement du volume des livraisons depuis la canalisation.

Figure 3-2
Prévisions d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien



3.1.4 Projet de remplacement de capacité

Pour remplacer la perte de capacité à destination du sud sur le réseau principal d'EPI résultant du transfert de la canalisation n° 13 au service de transport de diluant, le Projet comporte un projet de remplacement de capacité, comprenant le pipeline Lc et les modifications à la canalisation n° 2. Le pipeline Lc comprendrait 288 km de nouveau pipeline d'un diamètre extérieur de 508 mm (NPS 20) de Cromer à la frontière canado-américaine près de Gretna. Il aurait une capacité annuelle de 29 500 m^3/j (186 000 b/j). EPI a indiqué qu'il y aurait perte de 11 000 m^3/j (69 300 b/j) de capacité nominale sortant d'Edmonton à la suite du Projet. Cependant, cette capacité n'est présentement pas disponible en raison d'un engorgement à Cromer. La construction du pipeline Lc et les modifications à la canalisation n° 2 élimineraient l'engorgement et entraîneraient une augmentation réelle de la capacité d'Edmonton à Cromer de 8 000 m^3/j (50 400 b/j) (70 300 m^3/j moins 62 300 m^3/j).

Les modifications à la canalisation n° 2 et la construction du pipeline Lc devraient être terminés d'ici la fin de 2008. La canalisation n° 13 devrait commencer à assurer le service de transport de diluant au milieu de 2010. Cela entraînerait une période après 2008 où la capacité de transport de pétrole brut vers le sud augmenterait de près de 34 800 m^3/j (220 000 b/j) jusqu'à ce que la canalisation n° 13 soit retirée du service de transport vers le sud. Ce qui, soutenaient les demandeurs, constitue un autre important avantage du Projet, car il assure une capacité supplémentaire sur le réseau principal à un moment où la répartition de la capacité pourrait poser problème. D'après les demandeurs, les expéditeurs de pétrole brut vers l'est au départ d'Edmonton retireraient une série d'avantages de la construction du pipeline Lc, dont les suivants :

- Augmentation nette de la capacité sur grande distance au départ d'Edmonton en raison de l'élimination des injections de Cromer;

- Qualité améliorée en raison de la séparation des volumes de pétrole brut léger corrosif de Cromer de la canalisation no 2 au pipeline Lc et l'élimination du dégagement sur la canalisation no 2 à Cromer;
- Réduction du temps de transport en raison de l'accroissement des débits et de l'élimination du dégagement à Cromer.

Selon les demandeurs, les expéditeurs de brut provenant d'Edmonton profiteraient de ces avantages sans coûts supplémentaires grâce au pipeline Lc et aux modifications à la canalisation n° 2.

3.1.4.1 Approvisionnement en pétrole brut

À l'appui de sa demande, EPI a fourni deux prévisions d'approvisionnement de pétrole brut : les prévisions de l'ACPP pour 2006 et les prévisions d'EPI pour 2006. Les deux séries de prévisions font état d'importantes augmentations de la production de brut, principalement en raison de la croissance de la production des sables bitumineux d'ici dix ans.

En ce qui a trait au brut reçu à Cromer, EPI a présenté des données sur le volume et le type de brut injecté à cet endroit. En avril 2007, 31 000 m^3/j (195 300 b/j) et, en 2006, 29 100 m^3/j (183 300 b/j) de pétrole brut léger corrosif et non corrosif et de pétrole brut moyen étaient injectés à Cromer. EPI a également produit des prévisions de pétrole brut léger et moyen jusqu'en 2015. Ainsi, même avec la baisse naturelle intégrée à ces prévisions, le facteur d'utilisation annuel du pipeline Lc en 2015 demeurerait supérieur à 85 %. EPI a indiqué que, en l'absence du pipeline Lc, le pétrole brut reçu à Cromer pourrait continuer d'être injecté dans le réseau principal d'EPI suivant la pratique actuelle, avec la conséquence négative soutenue d'une capacité sur grande distance compromise en amont de Cromer et un potentiel accru de répartition. Selon EPI, le réseau de pipeline de remplacement le plus proche est le réseau d'EPI dans le Dakota du Nord; cependant, les prévisions indiquent que ce réseau demeurera plein à capacité, malgré des plans d'agrandissement, et n'aurait pas la capacité pour les volumes normalement reçus à Cromer. EPI a fait valoir que le transport par camion de ces volumes n'est pas considéré comme étant faisable.

Tableau 3-2
Volumes prévus de pétrole brut reçu à Cromer

m^3/j	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Léger	20 200	20 700	20 200	20 600	20 400	19 800	19 100	18 500
Moyen	10 000	10 100	9 700	8 800	8 500	8 000	8 000	7 900
Total	30 200	30 800	29 900	29 400	28 900	27 800	27 100	26 400

3.1.5 Effets globaux du Projet sur les intérêts nationaux

Des préoccupations ont été exprimées au cours de l'audience voulant que si le Projet était approuvé, les industries, le marché du travail et la sécurité de l'approvisionnement au Canada connaîtraient des occasions manquées ou des conséquences négatives.

Opinions des parties

Le SCEP a soutenu que le Projet pourrait présenter un risque au développement économique du Canada en minant l'investissement dans les industries canadiennes, car il servira principalement à faciliter l'exportation de pétrole lourd non raffiné ou partiellement raffiné. Ainsi, il limiterait l'approvisionnement pour les besoins canadiens, empêcherait de stimuler l'investissement et la création d'emploi et réduirait le degré de sécurité énergétique pour tous les Canadiens, ce qui contribuerait à entraver le développement économique et la création d'emploi au Canada.

Le SCEP a également indiqué que, dans la mesure où les importations de diluant réduisent la demande de pétrole brut synthétique pour la production de synbit, l'accroissement de l'approvisionnement de diluant pour les exploitants des sables bitumineux peut éliminer ou affaiblir un important, bien que moins qu'idéal, marché intérieur de bitume valorisé, c'est-à-dire la production de synbit.

Le SCEP a soutenu que si le pipeline n'était pas approuvé, les pétrolières désireuses de raffiner le bitume canadien seraient plus enclines à décider d'investir pour ce faire au Canada. Le SCEP a présenté un rapport d'Informetrica préparé en preuve pour l'audience relative à la demande de Keystone, qui estimait que, dans le cas du Projet Keystone, le traitement au pays pourrait aisément représenter 18 000 emplois par an pour l'économie canadienne, comparativement à un scénario où seul du pétrole brut lourd non raffiné est exporté sur les marchés américains.

Le SCEP était d'avis qu'il aurait été préférable de laisser d'autres décisions se prendre sur le marché avant la présentation d'un projet comme celui de Southern Lights. Il a soutenu que l'exportation en gros de matières et de ressources naturelles du Canada ne servait pas l'intérêt public. D'après le SCEP, l'intérêt public au Canada devrait englober la notion de traitement à valeur ajoutée des ressources canadiennes pour en tirer profit au maximum. Il a avancé que le volet du pipeline de diluant du Projet Southern Lights constituait un élément clé du modèle de développement des exportations, car il fournirait le diluant nécessaire pour faciliter l'exportation à grande échelle de ressources non transformées provenant des sables bitumineux (bitume). De plus, contrairement à d'autres projets pipeliniers, le projet de pipeline de diluant n'a aucune autre finalité que celle d'amorcer un réseau d'exportation en parallèle de bitume pouvant transporter 95 300 m^3/j (600 kb/j) de mélanges bitumineux vers les marchés des États-Unis.

Le SCEP a soutenu que les principes sous-tendant le projet de remplacement de capacité était étroitement lié au projet de pipeline de diluant, car il cherchait à compenser la réduction de capacité de transport de pétrole brut vers le sud sur le réseau principal d'EPI résultant du transfert de la canalisation n° 13 au service de transport de diluant vers le nord. Il a fait valoir que, comme le projet de remplacement de capacité ne s'appuyait pas sur des principes sous-jacents indépendants et clairs conformes à l'intérêt public des Canadiens, l'Office devait également en refuser l'autorisation.

Le SCEP a demandé que l'Office refuse la demande soit parce qu'elle était contraire à l'intérêt public, soit parce que les demandeurs n'avaient pas présenté une preuve suffisante pour établir que le Projet servait l'intérêt public.

En réponse à la position du SCEP, les demandeurs ont indiqué que l'inversion de la canalisation n° 13 ne servirait par à l'exportation, mais plutôt qu'elle permettrait l'importation de diluant des États-Unis dans l'Ouest canadien. D'après les demandeurs, la canalisation n° 13 faciliterait le transport de dilbit vers les marchés, y compris les États-Unis, mais que ce transport serait assuré en grande partie par d'autres pipelines qui sont indépendants du Projet. Les demandeurs ont souligné le fait que l'Office a récemment approuvé le projet de pipeline Keystone et estimé qu'il ne serait pas dans l'intérêt public des Canadiens de refuser un projet de pipeline aux fins de limiter l'exportation de bitume pour que celui-ci soit disponible pour alimenter des projets de valorisation au pays. On pourrait s'attendre à ce qu'une telle interférence avec la fonction du marché ait des incidences défavorables sur les décisions d'investissement et sur la disponibilité du bitume tant pour les utilisateurs nationaux que pour les utilisateurs à l'exportation. Les demandeurs ont également soutenu que l'analyse du SCEP relative aux conséquences potentielles des exportations de bitume sur les activités de valorisation au pays est erronée, car le SCEP tenait pour acquis que le volume de production de bitume resterait fixe et que ce volume ne suffirait pas. À ce sujet, les demandeurs ont soutenu que les prévisions présentées au cours de l'instance par l'ACPP et EPI sont des prévisions qui tiennent compte des risques et qui évaluent la capacité de valorisation au pays qui serait développée au cours de la période visée. En conséquence, s'il se développe une plus grande capacité de valorisation que prévu, la production de bitume serait plus élevée; par conséquent, selon les demandeurs, la quantité de production de bitume n'est pas fixe.

Les demandeurs ont affirmé que le Projet serait une réponse appropriée aux forces du marché et que les politiques énergétiques du Canada sont axées sur le marché. De plus, ils ont indiqué que le gouvernement n'a pas défini de marché cible de valorisation, de raffinage ou énergétique à l'échelle continentale. D'après les demandeurs, on obtient l'efficacité économique en laissant les marchés fonctionner.

Les demandeurs ont allégué qu'il n'y a pas d'opposition au Projet de la part de l'industrie ou des gouvernements, mais seulement de la part d'organisations syndicales dont les préoccupations vont au-delà du mandat de l'Office.

L'ACPP a affirmé que, entre la date proposée d'entrée en service du 31 décembre 2008 pour le pipeline Le et la date proposée de parachèvement du projet de pipeline de diluant, le 1er juillet 2010, les expéditeurs auraient droit, dans les faits, à une augmentation de la capacité disponible. De plus, l'ACPP a fait valoir que cette capacité accrue permettrait le transport de volumes de pétrole supplémentaires vers les marchés américains, et que les producteurs soutenaient fortement l'ajout de cette capacité, surtout si l'on tient compte de la récente répartition dans l'industrie. L'ACPP est fermement convaincue que la limitation de l'approvisionnement ne sert pas l'intérêt public des Canadiens et que la preuve a abondamment fait état d'une croissance substantielle de l'approvisionnement au cours de l'instance. Dans son mémoire, l'ACPP a affirmé que le marché avait clairement besoin du Projet Southern Lights et de l'approvisionnement en diluant au Canada. L'ACPP a ajouté qu'un soutien contractuel au Projet avait été démontré. L'ACPP a également affirmé que le marché fonctionnait bien et que rien n'exigeait le protectionnisme et la limitation du marché.

Opinion de l'Office

L'Office remarque qu'aucune préoccupation n'a été soulevée à l'égard du financement et qu'aucune partie n'a cherché à examiner ni le financement proposé par les demandeurs ni la capacité de ces derniers de récupérer les dépenses en immobilisations, les frais d'exploitation ou les coûts de financement des installations visées par la demande. L'Office estime que les demandeurs ont la capacité de financer la construction du Projet et de le mettre en service. L'Office remarque que, malgré des engagements correspondant à seulement 43 % de la capacité disponible, les expéditeurs ont accepté des ententes contractuelles qui couvrent la totalité des besoins en produits nécessaires au Projet pendant 15 ans. L'Office est donc d'avis que des dispositions adéquates ont été prises pour la récupération des dépenses en immobilisations, des frais d'exploitation et des coûts de financement des installations visées par la demande.

La principale justification du Projet est le besoin d'accroître l'approvisionnement en diluant pour l'industrie des sables bitumineux afin de permettre la croissance de la production de bitume. Le projet de pipeline de diluant répondrait à ce besoin en assurant l'accès à du diluant en abondance et à faible coût pour les producteurs de pétrole lourd et les exploitants des sables bitumineux. L'Office est d'avis que l'évaluation par les demandeurs de l'approvisionnement et des marchés de diluant, ainsi que des prévisions d'approvisionnement de pétrole brut à l'appui du besoin d'accroître l'approvisionnement de diluant, est raisonnable. L'Office est également d'avis que l'approvisionnement est suffisamment abondant pour assurer l'utilisation du pipeline de diluant. L'Office est également convaincu qu'il y aura un approvisionnement en pétrole brut pour soutenir l'exploitation à long terme d'un pipeline d'importation de diluant. De plus, l'Office est d'avis qu'il y aura un besoin de capacité de pipeline de pétrole brut supplémentaire provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien pour le transport d'une production accrue des sables bitumineux. À cet égard, après 2008 et jusqu'au milieu de 2010, avant la date d'entrée en service du pipeline de diluant, la capacité de transport de pétrole brut vers le sud augmenterait.

L'Office remarque que les demandeurs n'ont pas inclus les installations de mélange de diluant et les réservoirs dans la portée du Projet. De plus, l'Office garde à l'esprit que le marché du diluant est relativement nouveau et que peu de données existent sur la tarification et les volumes présentement utilisés dans les opérations de mélange permettant le transport de bitume par pipeline. Néanmoins, l'Office prévoit que cet aspect de l'industrie évoluera en temps et lieu et entraînera une plus grande transparence du marché. De plus, les engagements financiers pris par les expéditeurs montrent que la canalisation n° 13 inversée est nécessaire et sera utilisée et utile, comme en témoignent les CST

intervenues entre ESL et les expéditeurs de diluant relatives à des volumes visés de 77 000 b/j (12 200 m^3/j) par la canalisation n° 13 inversée. Les expéditeurs engagés ont convenu de verser, sur une période de 15 ans, des droits qui permettront la récupération de la totalité du coût du service du pipeline. Sur ce plan, l'Office est d'avis que le Projet est suffisamment justifié.

L'Office estime que les installations du Projet seront utiles au fonctionnement du marché. Dans son évaluation d'une demande relative à des installations, l'Office tient compte de la capacité des installations par rapport à la demande apparente. En ce qui a trait au projet de pipeline de diluant, l'Office est d'avis que la demande existe pour accroître les importations de diluant, en dépit d'une certaine incertitude à l'égard des volumes futurs potentiels. En l'occurrence, la capacité de transport de diluant n'est pas proportionnée aux volumes prévus, car les demandeurs ont proposé d'inverser le sens d'écoulement d'une canalisation existante. Néanmoins, compte tenu de la preuve relative au marché et à l'approvisionnement, l'Office est convaincu que les divers éléments du Projet seront utilisés à un niveau raisonnable pendant sa vie économique.

L'Office remarque que la question des obligations relatives à la cessation d'exploitation en fin de vie utile a été soulevée au cours de l'audience et des préoccupations ont été exprimées quant au caractère adéquat des réserves financières pour ces obligations. À ce sujet, l'Office remarque qu'il s'est engagé à aborder la question des coûts en cas de valeur de récupération négative et du coût des obligations futures liées à la cessation d'exploitation d'installations par sa récente Initiative de consultation relative aux questions foncières (ICQF)[3]. Tout comme d'autres instances à caractère général qui pourraient amener l'Office à formuler des exigences pour l'ensemble de l'industrie, les décisions qui découleront de l'ICQF pourraient avoir des incidences sur le Projet. Entre-temps, les demandeurs doivent se préparer financièrement à la fin de la vie économique de ces installations.

En ce qui a trait aux autres conséquences au pays, l'Office n'est pas convaincu que le Projet entraînerait une limitation de l'approvisionnement de brut pour les raffineries canadiennes existantes. Pas plus qu'il n'est d'avis que le Projet aura des incidences défavorables sur la création d'emplois. L'Office est d'avis que l'approvisionnement est adéquat pour les raffineries existantes et pour l'accroissement du transport vers de nouveaux marchés. L'Office ne serait donc pas enclin à nuire à ce marché. L'Office est d'avis que des marchés qui fonctionnent bien affichent des résultats efficients qui servent l'intérêt public.

---

3 Voir la lettre de l'Office datée du 3 octobre 2007 soulignant cinq domaines de problèmes à aborder.

3.2 Questions environnementales et socioéconomiques

L'Office doit se pencher sur les questions environnementales et socioéconomiques, tant en vertu de la LCÉE qu'en vertu de la *Loi*. L'Office exige des demandeurs qu'ils cernent et prennent en compte les effets possibles d'un projet sur les éléments biophysiques et socioéconomiques, les mesures d'atténuation visant à réduire ces effets, l'importance de tout effet résiduel après l'application des mesures d'atténuation et l'amélioration des avantages qu'offre le projet.

Le présent chapitre donne une brève description du processus d'évaluation environnementale utilisé par l'ONÉ pour le Projet Southern Lights. Il aborde également certains problèmes socioéconomiques qui n'ont pas été évalués dans le REEP.

3.2.1 Processus d'examen environnemental préalable

Les demandes présentées en vertu des articles 52 et 58 de la *Loi* ont déclenché l'application de l'exigence d'une évaluation environnementale aux termes de la LCÉE. Comme le Projet ne requiert pas plus de 75 km de nouvelle emprise, une évaluation de niveau « examen environnemental préalable » a été effectuée.

Les demandeurs ont déposé une évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques pour le Projet et ont conclu que celui-ci n'aurait pas d'importants effets négatifs sur toute ressource environnementale ou socioéconomique pour autant que les mesures d'atténuation indiquées dans l'évaluation soient mises en œuvre au cours des phases de construction, d'exploitation, de désaffectation et de cessation d'exploitation du Projet.

Conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* pris aux termes de la LCÉE, l'ONÉ a coordonné la participation des AR et des autorités fédérales (AF) dans le processus de la LCÉE. Pour éviter tout chevauchement potentiel, l'Office et les autres AR ont travaillé de concert pour mettre sur pied un processus d'évaluation préalable efficace qui réponde aux besoins de chacun dans l'exercice de ses responsabilités d'évaluation environnementale.

Le 27 avril 2007, l'Office a sollicité auprès du public des commentaires sur l'ébauche de la portée de l'évaluation environnementale du Projet proposé. Après avoir pris en considération les commentaires reçus de la Meewasin Valley Authority et de Roseau River, l'Office et les autres AR du Projet proposé, soit Transports Canada (TC) et AINC, ont déterminé la portée de l'évaluation environnementale, le 6 juin 2007.

Le 13 décembre 2007, l'Office publiait une ébauche de rapport d'examen environnemental préalable (REEP) pour fins d'examen par le public et pour recueillir les commentaires du public. L'Office a reçu des commentaires de TC, AINC, PO, Environnement Canada, Santé Canada, Conservation Manitoba, Affaires intergouvernementales Manitoba et Gestion des ressources hydriques Manitoba. Les demandeurs ont par la suite déposé leurs commentaires les 4 et 22 janvier 2008. Ces commentaires se trouvent dans le REEP à l'annexe V du présent document.

Le REEP décrit le Projet et le contexte du Projet, cerne les préoccupations soulevées par le public, expose la méthodologie utilisée par l'Office dans son analyse, résume les effets

environnementaux et socioéconomiques négatifs potentiels et présente les mesures de protection environnementale et d'atténuation proposées par les demandeurs. Le REEP comprend également des recommandations pour les conditions à inclure dans toute autorisation de réglementation de l'Office et contient une évaluation de la probabilité qu'un effet négatif soit important.

3.2.2 Effets socioéconomiques

Les effets socioéconomiques potentiels couverts par la LCÉE sont inclus dans le REEP. Parmi les effets socioéconomiques potentiels couverts par la *Loi*, certains sont abordés dans trois sections du présent document : les effets du Projet sur l'emploi et sur l'économie sont abordés ci-dessous, les effets du Projet sur d'autres intérêts nationaux sont traités à la section 3.1.5 et les questions socioéconomiques spécifiquement liées au Projet sont expliquées à la section 5.4.

Les avantages directs et indirects de la phase de construction ont été estimés à 332,3 millions de dollars canadiens (en dollars de 2006). Ce total est basé sur des dépenses directes estimatives de 259,4 millions de dollars à la construction, où la vaste majorité des dépenses en capital (95 %, soit 247,5 millions de dollars) devrait être dépensée au Canada. Les demandeurs ont également fait valoir qu'en utilisant les tables des intrants et extrants de Statistique Canada, les effets économiques devraient consister en une augmentation de 133 millions de dollars du produit intérieur brut et en l'emploi de 1 794 personnes-années. De même, au cours de la phase de construction, un total de 33,9 millions de dollars en taxes devraient revenir aux gouvernements fédéral et provinciaux et aux administrations municipales.

Opinion de l'Office

En ce qui a trait à sa décision réglementaire en vertu de la *Loi*, l'Office a pris en considération le REEP et ses recommandations. L'Office a déterminé que, avec la mise en œuvre des mesures de protection environnementale et des mesures d'atténuation des demandeurs, ainsi que le respect des exigences de réglementation de l'Office, y compris les conditions recommandées, le Projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Le REEP est annexé au présent document et est accessible à la bibliothèque de l'Office ou en ligne, dans les documents de réglementation de l'Office, au www.neb-one.gc.ca.

En ce qui a trait aux effets socioéconomiques non abordés dans le REEP, l'Office est d'avis que les effets sur l'emploi et sur l'économie décrits ci-dessus constitueraient des avantages découlant du Projet. Comme nous l'exposons ci-dessus, d'autres effets socioéconomiques non abordés dans le REEP sont pris en considération ailleurs dans les présents Motifs.

3.3 Consultation du public

L'Office exige que les sociétés assujetties à la réglementation de l'ONÉ entreprennent une consultation publique d'une portée proportionnelle au contexte, à la nature et à l'ampleur de chaque projet.

La présente section traite du programme de consultation publique mis en œuvre pour le Projet Southern Lights. La consultation des Autochtones par les demandeurs est expliquée dans la section 3.4 et celle des expéditeurs est abordée dans la section 4.2.4.2.

Programme de consultation des demandeurs

Les demandeurs ont déclaré que leur programme de consultation pour le Projet était fondé sur la politique de responsabilité sociale d'entreprise d'EPI, qui comprend des principes tels que la participation précoce des parties prenantes dans le processus de conception et de planification, la tenue de consultations ouvertes et transparentes et le maintien d'un dialogue permanent avec les parties prenantes à toutes les étapes du projet.

La plupart des aspects du programme de consultation du Projet ont été appliqués conjointement avec le programme de consultation du projet Alberta Clipper d'EPI, également assujetti à l'examen de l'ONÉ (Ordonnance d'audience OH-4-2007). Le calendrier proposé et l'emplacement des deux projets sont similaires et un programme de consultation conjoint était prévu afin de rendre le processus plus clair et plus pratique pour les participants. De l'information sur les deux projets a été fournie aux parties prenantes par correspondance, documents de communication et assemblées communautaires portes ouvertes. Cette information a été fournie à environ 2 500 propriétaires fonciers et locataires possédant des terrains directement touchés par l'emprise de 1 070 km ou adjacents à cette emprise, ou résidant sur ces terrains. De plus, les personnes possédant des terrains dans un rayon de 200 mètres de l'emprise proposée ou résidant sur ces terrains ont été informées des projets proposés.

Le programme de consultation publique du Projet a été lancé en septembre 2006 et a compris, à ce jour, diverses activités dont des rencontres directes avec des propriétaires fonciers et locataires, des rencontres avec des Premières nations, des rencontres avec des représentants des gouvernements, des avis publics, des rencontres portes ouvertes, une ligne de message du projet sans frais et un site Web du Projet. En réponse à des questions soulevées par des parties prenantes, EPI a modifié le tracé du pipeline Lc et entamé des négociations avec des associations de propriétaires fonciers pour traiter des préoccupations en suspens. La question des modifications à tracé est abordée plus en détail dans le REEP joint aux présents Motifs.

Consultation durant le cycle de vie des installations

Les intervenants ont déposé des preuves à l'égard de leur expérience d'EPI relativement à des pipelines existants sur leurs propriétés. Des préoccupations ont été exprimées voulant que la consultation durant la phase d'exploitation de ces pipelines était insuffisante et qu'EPI n'avait pas donné de préavis adéquat avant d'entrer sur les propriétés pour entreprendre des réparations et du creusage d'entretien.

Les demandeurs ont déclaré que la consultation continuera durant les phases de construction et d'exploitation, tel que prévu dans la politique de responsabilité sociale d'entreprise d'EPI. Au cours de la phase d'exploitation, les communications avec les parties prenantes à propos des installations du Projet seront intégrées à la portée du programme existant d'EPI de sensibilisation du public dans la zone située le long de l'emprise.

De plus, dans l'entente de règlement entre EPI et les MPLA/SAPL, déposée dans le cadre de la présente instance, EPI et les MPLA/SAPL ont convenu de former un comité conjoint pour les Projets Southern Lights et Alberta Clipper. Le mandat du comité conjoint indique qu'il doit prévoir un mécanisme de règlement des préoccupations systémiques soulevées durant la construction et après celle-ci.

En ce qui a trait aux problèmes pouvant survenir à l'égard de propriétaires fonciers qui ne sont pas membres des MPLA/SAPL, à l'audience orale les demandeurs ont indiqué préférer que le comité conjoint représente à la fois les membres des MPLA/SAPL et les non-membres. Cependant, des discussions sur cette question n'avaient pas eu lieu avec les MPLA/SAPL au moment de l'audience. Si les MPLA/SAPL devaient ne pas être d'accord avec ce principe de représentation, les demandeurs ont indiqué qu'un second comité serait formé pour représenter les non-membres.

Opinion de l'Office

L'Office remarque que les demandeurs ont entrepris une grande part de la consultation pour les projets Southern Lights et Alberta Clipper conjointement. L'Office estime que les demandeurs ont adéquatement identifié les parties prenantes susceptibles d'être touchés et les effets du Projet et qu'ils ont mis en œuvre des méthodes appropriées pour obtenir la participation du public et qu'ils ont dûment informé le public du Projet.

L'Office reconnaît les préoccupations soulevées par le public à propos de l'importance de la consultation durant toute la phase d'exploitation du Projet et, en particulier, avant que n'aient lieu les activités d'exploitation et d'entretien. L'Office s'attend à ce que les demandeurs se conforment aux dispositions de la publication de l'Office intitulée *Activités d'exploitation et d'entretien exécutées sur les pipelines réglementés en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie : Exigences et notes d'orientation*. En vertu du paragraphe 4.3 de cette publication, l'Office exige des sociétés réglementées qu'elles engagent la participation des parties dont les droits ou intérêts sont susceptibles d'être touchés par des activités d'exploitation et d'entretien, avant d'entreprendre de telles activités. Les compagnies sont tenues de documenter toutes leurs activités visant à intéresser le public et conserver la documentation pertinente aux fins de vérification.

En ce qui a trait à l'entente de règlement entre EPI et les MPLA/SAPL relativement aux projets Southern Lights et Alberta Clipper, l'Office s'attend de la part des sociétés réglementées qu'elles mènent une

consultation aux premiers stades de la planification de projet de façon à ce que les préoccupations des parties prenantes puissent être cernées et que des mesures appropriées puissent être prises pour les résoudre. En l'occurrence, l'Office félicite EPI et les MPLA/SAPL de leurs efforts pour s'engager dans une consultation significative sur les problèmes relatifs au Projet et pour s'entendre sur la meilleure avenue à explorer pour les résoudre.

L'Office remarque que 2 500 propriétaires fonciers et locataires ont été consultés et que les MPLA/SAPL représentent ensemble environ 321 propriétaires. Pour les propriétaires fonciers non membres des MPLA/SAPL et qui peuvent avoir des préoccupations découlant du Projet, l'Office est convaincu que le comité conjoint établi au moyen de la convention de règlement ou, autrement, un second comité, pourrait constituer un mécanisme utile pour régler les problèmes pouvant survenir pendant ou après la construction.

Outre les comités dont les parties envisagent la création, l'Office a proposé une condition, si le Projet était approuvé, exigeant des demandeurs d'afficher tous leurs engagements sur le site Web de leur société et de mettre à jour cette liste au moins une fois par trimestre. De plus, les demandeurs devront tenir des dossiers détaillés des plaintes des propriétaires fonciers. L'Office est d'avis que ces mesures faciliteront un dialogue permanent entre les parties dont les droits et intérêts sont susceptibles d'être touchés par le Projet au cours de son cycle de vie.

L'Office est d'avis que les demandeurs ont mis en œuvre un programme raisonnable de consultation du public. Leur engagement soutenu en matière de consultation combiné aux conditions proposées continuera de satisfaire aux exigences de consultation relatives au Projet Southern Lights. L'Office n'a aucun commentaire ni constatation à formuler relativement au caractère adéquat du programme de consultation du projet Alberta Clipper.

3.4 Conséquences du Projet pour les peuples autochtones

Engagement à la participation des groupes autochtones par les demandeurs

Les demandeurs se sont basés sur un corridor de 160 km centré sur l'emprise prévue (soit 80 km de chaque côté) pour identifier les groupes autochtones aux fins de consultation. La consultation initiale a eu lieu auprès des Premières nations dont les réserves sont situées dans ce corridor et auprès des organisations métisses représentant les communautés métisses dans ce corridor. En Alberta, les demandeurs ont initialement identifié les communautés métisses représentées par la nation Métis de l'Alberta région 2 et quatre Premières nations. En Saskatchewan, les demandeurs ont initialement identifié les communautés métisses représentées par la nation Métis – Régions IA, IIA et III de l'ouest de la Saskatchewan et Région III de l'est de la Saskatchewan, et 17 Premières nations. Au Manitoba, les demandeurs ont initialement identifié les Métis

représentés par la Fédération des Métis du Manitoba et huit Premières nations. De plus, si les Autochtones de l'extérieur du corridor 160 km manifestaient leur désir d'être consultés, les demandeurs entamaient des consultations avec ces communautés également.

La politique relative aux peuples autochtones des demandeurs définit les principes clés régissant les relations avec les Premières nations et avec les Métis, soit le respect des terres et chemins traditionnels, des sites ancestraux, de l'environnement et des connaissances traditionnelles. Cette politique est également conçue pour assurer une démarche uniforme et exhaustive relative aux activités de consultation et d'engagement à la participation.

En octobre 2006, les demandeurs ont commencé leur première série d'activités d'engagement à la participation des Autochtones auprès des groupes initialement identifiés. Ces activités comprenaient de l'information sur le Projet, la demande d'information sur les protocoles de consultation existants dans les communautés et la discussion de tout effet négatif potentiel du Projet.

Avant le dépôt des demandes relatives au Projet, les activités des demandeurs en matière d'engagement de la participation des Autochtones se sont poursuivies par une deuxième et une troisième séries qui comprenaient l'échange de correspondance et d'appels téléphoniques, ainsi que des rencontres avec les organisations métisses et les Premières nations.

Les représentants du groupe des Affaires autochtones d'EPI ont rencontré AINC en 2007 pour discuter du rôle d'AINC relativement à la consultation par la Couronne. Le dialogue s'est également concentré sur une date de rencontre future, qui prévoirait la participation de bureaux régionaux en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Les rencontres futures étaient destinées à fournir une occasion pour les demandeurs et AINC de mieux comprendre la consultation par la Couronne en vue d'établir un plan d'action, ainsi que de discuter sur des questions et préoccupations des communautés dans le corridor. Les demandeurs ont également sollicité la participation du bureau régional d'AINC du Manitoba, car le Projet était destiné à traverser les terres de la réserve de la Première nation de Swan Lake.

Les demandeurs ont confirmé que la réserve de Standing Buffalo était située dans le corridor de consultation de 160 km, mais n'avait malheureusement pas été consultée, par inadvertance, dans leurs premières séries de consultation. Aucun contact n'a été établi avec cette Première nation avant février 2007. Depuis, les demandeurs ont rencontré des représentants de Standing Buffalo.

D'après les demandeurs, l'invitation de rencontrer les groupes autochtones reste ouverte et ils seraient heureux de voir les discussions se poursuivre. De plus, les demandeurs continueront de rencontrer les représentants des bureaux régionaux d'AINC afin de les tenir au courant de l'évolution du Projet.

Les demandeurs ont confirmé que leurs représentants ont rencontré la Première nation Peepeekisis (Peepeekisis) conformément à l'invitation présentée dans la lettre de commentaires de cette Première Nation.

Les préoccupations des Autochtones cernées au cours des activités de consultation décrites ci-dessus comprennent les suivantes : disponibilité d'occasions d'emploi, de formation et de sous-traitance, contamination potentielle des sources d'eau des communautés en raison de

déversements, prévention des ruptures de pipeline, tracé de pipeline visant à éviter le franchissement de réserves et de terres visées par des droits fonciers issus de traités et revendications territoriales non réglées.

Les demandeurs ont reconnu certains effets potentiels sur des ressources patrimoniales non identifiées précédemment et sur des ressources paléontologiques.

Participation des Autochtones à l'audience

Standing Buffalo et les nations Dakota du Manitoba sont intervenues au cours de l'instance et des lettres de commentaires ont été déposées par Peepeekisis et Roseau River. Standing Buffalo a été la seule Première nation à participer à la partie orale de l'audience, car les Nations Dakota du Manitoba ont subséquemment annulé leur intervention. Standing Buffalo a participé au processus en déposant une preuve écrite le 3 juillet 2007, répondant ainsi à une demande de renseignements de l'ONÉ le 24 juillet 2007, en portant une preuve directe et en contre-interrogeant des témoins à l'audience orale.

Opinion de Standing Buffalo

Le 3 mai 2007, la Première nation de Standing Buffalo a déposé une demande de statut d'intervenant, où elle citait des titres ancestraux non éteints, le droit à l'autonomie et un statut d'allié historique comme base de sa participation au processus.

En réponse à une demande de renseignements de l'Office qui voulait une explication détaillée des conséquences du Projet proposé pour les intérêts de Standing Buffalo, celle-ci a indiqué que le Projet traverse des terres Dakota traditionnelles, des terres sacrées et à l'égard desquelles le peuple Dakota a des obligations de gérance. La réponse contenait également l'allégation voulant que tout projet de construction nuise à la terre et que cela pourrait perturber la faune, porter préjudice à la terre et au sol ou perturber des sites traditionnels et des terres de la Couronne que Standing Buffalo peut revendiquer en raison d'une entente avec la Couronne visant à remplacer des terres inondées de la réserve.

Standing Buffalo a fourni une carte qui montrait le Projet situé à l'intérieur du territoire traditionnel revendiqué par Standing Buffalo. L'Aîné Goodwill a affirmé que les terres traditionnelles du peuple Dakota s'étendaient dans les Prairies et, au sud, dans plusieurs États des États-Unis. D'après les Aînés, le peuple Dakota était nomade, suivant les troupeaux de bisons dans leurs migrations et accédant à diverses ressources dans divers endroits tout au long de l'année.

Dans leur témoignage, les Aînés ont indiqué que leur examen du Projet montrait l'existence de deux visions du monde qui avaient besoin d'être réconciliées. D'une part, la vision du monde de Standing Buffalo suit une perspective holistique et ceux qui ont cette vision du monde prennent tout en compte avant de prendre une décision. D'après les Aînés, cette démarche est nécessaire car ils doivent examiner les conséquences pour les sept prochaines générations. Les Aînés ont indiqué que l'autre vision du monde est linéaire et compartimentée.

Dans leur témoignage, les Aînés ont indiqué que le Seven Council Fires, formé de nombreuses bandes Dakota, Lakota et Nakota, gouverne leur peuple et que, par le Seven Council Fires, le peuple Dakota avait conclu une alliance avec la Couronne britannique qui existait avant 1776.

Outre son témoignage, l'Aîné Goodwill a donné des renseignements sur l'histoire du peuple Dakota/Lakota dans son affidavit. Il a ainsi déclaré que :

> [Traduction]
>
> Les Aînés nous ont dit que les Dakotas/Lakotas occupaient des terres au nord du 49e parallèle bien avant l'arrivée de « l'homme blanc ». La plupart expriment leur consternation devant le fait que la Couronne affirme maintenant que ce n'est pas vrai.

Le Chef Redman a déclaré dans son mémoire que Standing Buffalo a participé à de nombreuses rencontres avec le gouvernement du Canada et avec le Bureau du commissaire aux traités relativement aux problèmes en suspens concernant les titres ancestraux non éteints et les droits d'exercice des pouvoirs des Dakotas/Lakotas. Le Chef Redman a également affirmé qu'il y avait eu 70 rencontres et que le gouvernement du Canada n'avait pas encore reconnu son obligation légale et continue d'exercer de la discrimination contre Standing Buffalo à propos de ses obligations légales concernant ses titres ancestraux, ses droits souverains et son statut d'allié en manquant à son devoir de résoudre ces problèmes en suspens.

Bien qu'il ait envoyé plusieurs lettres au gouvernement du Canada [Traduction] « concernant les discussions avec le gouvernement du Canada sur les interventions de l'Office et leurs rapports avec les problèmes en suspens des Dakotas/Lakotas », le Chef Redman a indiqué n'avoir reçu aucune réponse.

Le Chef Redman prétend que la consultation indiquée dans la preuve des demandeurs se rapporte à l'audience sur l'agrandissement de la capacité d'Alida à Cromer et que les demandeurs et le Canada n'ont pas consulté Standing Buffalo, manquant à leurs obligations légales envers cette Première nation. Il a affirmé que le tracé du pipeline traverse des terres traditionnelles de Standing Buffalo et indiqué que le Projet limiterait davantage les terres de la Couronne qui seraient disponibles pour satisfaire aux conditions de son entente de compensation relative aux inondations et pour toute revendication relative aux traités. Standing Buffalo a également présenté une preuve de nature générale sur l'existence de sites sacrés le long de l'emprise existante et proposée pour le Projet.

Le Chef Redman a expliqué que la consultation, du point de vue de Standing Buffalo, devait comprendre le gouvernement fédéral, la société proposante et les Premières nations intéressées aux terres. Les discussions entre la Première nation et l'entreprise ne constituaient pas de la consultation, à son avis. Le Chef Redman était en désaccord avec la qualification des discussions entre les représentants des demandeurs et ceux de Standing Buffalo comme étant de la consultation. Il a également soutenu que les communications entre Standing Buffalo et les demandeurs après le 13 avril 2007 ont eu lieu « sous réserve de tous droits » et ne devraient donc pas être évoquées devant l'Office.

À propos d'un conseil sur la façon dont les demandeurs pourraient engager des discussions avec Standing Buffalo relativement au Projet et à ses effets, le Chef Redman a déclaré :

> [Traduction]
>
> Il faudrait que le gouvernement fédéral reconnaisse devant les Dakotas son obligation légale envers le peuple Dakota, pour commencer, et ensuite avoir un dialogue en bonne et due forme.

En réponse à un engagement envers l'avocat des demandeurs, Standing Buffalo a déposé une lettre adressée par l'ACÉE au Chef Redman en date du 29 juin 2007, dans laquelle un représentant de cette agence demandait si des représentants de Standing Buffalo souhaitaient discuter du Projet. La lettre se poursuivait par une brève description du Projet et par un avis de la tenue de l'audience de l'ONÉ. Le Chef Redman a indiqué qu'il n'avait reçu cette lettre qu'environ trois semaines auparavant.

Au cours de l'audience, les demandeurs et l'ACPP ont demandé à Standing Buffalo des renseignements supplémentaires à propos d'une lettre reçue du Canada concernant sa revendication alléguée. Le Chef Redman a refusé de répondre à ces questions, indiquant que cette correspondance était « sous réserve de tous droits ».

Opinion de Peepeekisis

Dans une lettre de commentaires datée du 28 juin 2007, Peepeekisis a affirmé que les demandeurs n'avaient pas consulté les citoyens de Peepeekisis ou son gouvernement. De plus, Peepeekisis a allégué que, bien que la politique de responsabilité sociale d'entreprise d'Enbridge reconnaisse la valeur et l'importance de la consultation du public et l'engagement à la consultation des parties prenantes, Peepeekisis n'a pas participé à des rencontres de consultation individuelles. La lettre affirmait que des méthodes telles que les campagnes d'envoi d'information sur le projet par la poste et les avis publics ne constituent pas de la consultation.

La lettre de commentaires indiquait également que le Projet proposé traversera un cimetière sacré traditionnel du Traité 4 et dépasse le nombre maximal de six pouces que les aïeux Peepeekisis avaient cédé et dont ils avaient convenu à la signature du Traité 4. Peepeekisis a également indiqué qu'il n'avait jamais accepté le transfert des ressources naturelles à la Province, tel que prévu dans la *Loi de 1930 sur le transfert des ressources naturelles*. Peepeekisis a affirmé qu'il n'y avait aucune indication sur la façon dont les membres des Premières nations profiteraient directement du Projet et allégué que les demandeurs et l'Office de concert avec les gouvernements provincial et fédéral, enfreignaient de nombreuses conventions et ententes des Nations Unies. Peepeekisis a faut valoir que, si la demande des demandeurs est prise en considération avant les droits et l'existence des peuples autochtones, cela dénote que l'Office place le capitalisme comme ayant priorité sur les droits autochtones. La lettre indique que le peuple Peepeekisis est indigène sur les terres et dans son environnement et qu'il a donc un statut international et est protégé en vertu du droit international.

Le 28 juillet 2007, l'Office a envoyé une lettre à Peepeekisis demandant des éclaircissements sur la façon dont le Projet proposé pourrait avoir une conséquence spécifique sur les intérêts de Peepeekisis et des suggestions sur la façon dont cette conséquence pourrait être atténuée. Dans sa

lettre, l'Office informait Peepeekisis qu'il envisageait la tenue d'une partie de l'audience à Regina et que, même si l'échéance d'inscription pour une intervention orale était dépassée, Peepeekisis pourrait demander à l'Office la permission de présenter un exposé oral.

En réponse à la lettre de l'Office, Peepeekisis a déclaré que le Projet proposé traverserait les terres visées par le Traité 4 et que ces terres étaient des terres ancestrales de Peepeekisis. La réponse mentionnait également le fait que le pipeline dépasserait la profondeur d'un sillon de charrue, tel que convenu dans le Traité 4, et le fait que, à son avis, la consultation nécessaire par la Couronne n'avait pas été effectuée à l'égard de ce Projet. Bien que la lettre indique que le conseiller juridique de Peepeekisis répondrait plus en profondeur au nom de la Première Nation, l'Office n'a reçu aucune correspondance ultérieure de Peepeekisis dans le cadre de l'instance de Southern Lights. Comme la lettre laissait entendre qu'il pouvait y avoir une certaine confusion sur les modalités de participation au processus de l'Office, ce dernier a envoyé une lettre de clarification de sa procédure au conseiller juridique de Peepeekisis.

Opinion des Nations Dakota du Manitoba

Le 14 mai 2007, les Nations Dakota du Manitoba ont déposé une demande de statut d'intervenant, qui comprenait l'allégation voulant que le Projet traverserait des terres qui font partie des territoires ancestraux des cinq Nations Dakota du Manitoba et que cela aurait des effets sur ces terres et que les Nations Dakota du Manitoba détenaient des droits ancestraux non éteints dont des droits ancestraux et des droits d'exercice des pouvoirs en rapport avec ces territoires. Leur demande de statut d'intervenant indiquait également que, à ce jour, le gouvernement du Canada ne s'était pas officiellement engagé à entreprendre les négociations nécessaires pour traiter les questions découlant des obligations légales non remplies du gouvernement du Canada à l'égard des Nations Dakota du Manitoba et que le gouvernement n'avait pas entrepris les consultations nécessaires pour s'acquitter de ses devoirs légaux et de fiduciaire de consulter les Nations Dakota du Manitoba et pour satisfaire aux exigences légales de consultation et d'accommodement à l'égard du pipeline Southern Lights ou d'autres pipelines.

Par une lettre datée du 25 juillet 2007, l'ONÉ était informé par les co-chefs Chalmers et Whitecloud que les Nations Dakota du Manitoba se retiraient de l'intervention soutenue dans la demande Southern Lights devant l'Office à la suite d'une entente initiale conclue avec les demandeurs. Ils indiquaient également qu'ils appréciaient la façon positive et professionnelle dont les demandeurs avaient abordé les discussions avec les Nations Dakota du Manitoba. Les Nations Dakota du Manitoba avaient bon espoir qu'une relation de travail en coopération pour le futur, ainsi que d'accords de fond à long terme à l'avantage de leurs membres autant que des pipelines des demandeurs constitueraient le résultat final. Les chefs ont félicité les demandeurs de leur démarche ouverte et positive devant les enjeux soulevés par les Nations Dakota du Manitoba et indiqué qu'ils étaient convaincus que cette même démarche serait maintenue dans des discussions futures.

Les Nations Dakota du Manitoba ont réitéré ces préoccupations à l'égard de l'obligation du gouvernement du Canada à régler les problèmes qui découlent de tout titre non éteint et d'autres droits autochtones connexes ainsi que de l'obligation de consulter et accommoder les Nations Dakota du Manitoba qui pourraient être touchées par les installations de pipeline proposées. Les Nations Dakota du Manitoba ont indiqué que les discussions avec le gouvernement du Canada se

poursuivent, mais n'ont pas encore débouché sur un engagement final à l'égard de négociations sur les titres et droits non éteints des Autochtones.

La lettre ajoutait que les opinions sur le fait que des obligations juridiques pouvant exister aient été remplies ne pourront être évaluées qu'à la lumière des résultats obtenus à la suite des discussions entamées alors par les parties.

Le retrait de l'audience de Southern Lights a été effectué sous réserve de tous droits et ne devait pas être interprété comme un changement dans les positions juridiques que les Nations Dakota du Manitoba avaient avancées auparavant.

Opinion de Roseau River

Dans une lettre de commentaires datée du 1er août 2007, Roseau River a présenté sommairement ses préoccupations à l'égard du Projet. Celles-ci comprenaient la préoccupation que l'utilisation de terres et de ressources sur le territoire de Roseau River pour les pipelines d'Enbridge réduiraient grandement l'aptitude de Roseau River à obtenir satisfaction pour ses droits fonciers issus du Traité 1. Roseau River a indiqué qu'une entente de mars 1996 entre la Première nation et le gouvernement du Canada reconnaissait le droit de Roseau River à acquérir jusqu'à 16 218 acres de terres sur son territoire à conserver comme terres de réserve. D'après Roseau River, seule une petite portion de ce total avait été reconnue et acquise à la date de la lettre. La lettre de commentaire soulevait des préoccupations au sujet du manque de soutien financier aux Premières nations et indiquait que la Couronne a l'obligation de s'engager dans une [Traduction] « consultation significative à l'égard d'autres questions [identifiées], ainsi que d'autres conséquences pour la Première nation Anishinabe Roseau River à cerner par un processus d'examen bénéficiant de ressources adéquates ».

Le 28 juillet 2007, l'Office a envoyé une lettre à Roseau River demandant des éclaircissements sur la façon dont le Projet proposé pourrait avoir une conséquence spécifique sur les intérêts de Roseau River et des suggestions sur la façon dont cette conséquence pourrait être atténuée. Dans sa lettre, l'Office informait Roseau River qu'il envisageait la tenue d'une partie de l'audience à Brandon et que, même si l'échéance d'inscription pour un exposé oral était dépassée, Roseau River pourrait demander à l'Office la permission de présenter un exposé oral.

Roseau River a répondu à l'Office dans sa lettre datée du 1er août 2007 qu'elle avait une revendication contre le Canada à l'égard de terres de réserve limitrophes devant la Commission des réserves indiennes et que la question des droits relatifs aux terres et ressources sur le territoire de Roseau River n'était pas réglée. Roseau River a fait valoir que, en vertu de l'entente de mars 1996, elle avait un droit juridique établi de propriété des terres qui restaient encore à sélectionner, tandis qu'en vertu des revendications non réglées, Roseau River détient à première vue un droit de propriété relatif à des terres supplémentaires. Selon Roseau River, l'utilisation de terres pour les pipelines d'Enbridge a une incidence importante sur ces droits établis et à première vue en modifiant et grevant la base foncière pour laquelle la Première nation entretient des droits juridiques et des revendications.

Opinion des demandeurs

Les demandeurs ont rencontré le chef, le conseil et les Aînés de Peepeekisis pour connaître leur position sur les conséquences directes et sur toute préoccupation connexe. Ils n'ont aucunement été avisés de quelque conséquence spécifique du Projet. De plus, les demandeurs ont affirmé que, depuis cette rencontre, ils n'avaient eu aucune nouvelle de Peepeekisis sur quelque autre préoccupation ou conséquence potentielle.

À la suite de cette rencontre, les demandeurs ont rencontré les chefs membres de l'organisation des Premières nations du Traité 1, qui comprend des représentants de Roseau River et d'autres Premières nations, à propos du Projet. Les demandeurs n'étaient au courant d'aucunes terres visées par le processus relatif aux droits fonciers issus de traités le long de l'emprise de leur pipeline qui seraient considérées par la Première nation comme faisant partie intégrante de son processus de revendication. De plus, les demandeurs n'étaient au courant d'aucune autre conséquence pour les intérêts autochtones au-delà des conséquences précisées dans la demande ou dans les dépôts subséquents.

Les demandeurs se sont engagés à mettre en œuvre leur plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales si des sites archéologiques, historiques ou paléontologiques non répertoriés précédemment étaient découverts pendant la construction. Si de telles ressources étaient découvertes au cours de la construction, les demandeurs se sont engagés à suspendre les activités de construction jusqu'à ce qu'ils obtiennent l'autorisation des autorités provinciales de les reprendre. Si des préoccupations à l'égard d'un site donné sont soulevées par des Autochtones pendant la phase de consultation, des tentatives de solution de ces préoccupations seront guidées par la politique relative aux peuples autochtones. Des études archéologiques et paléontologiques seront effectuées et les résultats seront déposés auprès de l'Office.

Les demandeurs ont affirmé qu'aucun usage courant de terres à des fins traditionnelles n'a été relevé le long du pipeline Le proposé. De plus, les témoins des demandeurs ont affirmé dans leurs témoignages qu'ils n'estimaient pas que le Projet puisse avoir quelque conséquence que ce soit pour Standing Buffalo et que le réseau pipelinier existant était en exploitation depuis de nombreuses années.

Opinion de l'Office

L'Office exige que les sociétés qu'il réglemente entreprennent une consultation des personnes susceptibles d'être touchées, et ce, très tôt durant la phase de planification d'un projet. Cette pratique est essentielle si des questions suscitant des préoccupations chez les personnes susceptibles d'être touchées doivent être réglées par la conception du projet.

Lorsqu'une demande est déposée auprès de l'Office, tous les Autochtones intéressés ont l'occasion de participer au processus de l'Office afin de faire connaître leur opinion, qui peut alors être prise en compte dans le processus décisionnel de l'Office.

En l'espèce, les demandeurs ont répertorié les communautés métisses et les Premières nations dont les réserves étaient situées dans un corridor de 160 km, centré sur l'emprise projetée. La consultation des Autochtones a commencé en octobre 2006, et se poursuit depuis cette date.

Bien que Standing Buffalo n'ait pas été identifiée ni contactée avant février 2007, les demandeurs se sont efforcés de consulter des représentants de Standing Buffalo et les ont rencontrés à plusieurs occasions depuis février et continuent de chercher des façons de discuter du Projet avec cette Première Nation.

Le Conseil remarque l'engagement des demandeurs à discuter avec Standing Buffalo la possibilité que le Projet ait des conséquences pour des sites sacrés, à préparer un plan de travail et à intégrer des mesures d'atténuation afin de résoudre certains conséquences spécifiques pour les sites sacrés, dans le cadre de son Plan de protection de l'environnement. L'Office invite Standing Buffalo à porter à l'attention des demandeurs ses préoccupations à l'égard des conséquences potentielles du Projet pour les sites sacrés. À la lumière de ce qui précède, l'Office estime que la conception du programme de consultation des Autochtones des demandeurs est adéquate.

Standing Buffalo a indiqué que le Projet limiterait davantage son aptitude à satisfaire aux conditions de son entente de compensation relative aux inondations. De même, Roseau River a indiqué que le Projet limiterait davantage son aptitude à satisfaire aux conditions de ses droits fonciers issus de traités. L'Office remarque que les modifications à la canalisation n° 2 et l'inversion de la canalisation n° 13 proposées ne comportent pas l'acquisition d'autres terres, car les travaux proposés auront lieu à l'intérieur des limites des sites des stations existantes d'EPI. De plus, le pipeline Lc proposé ne prévoit l'acquisition que de 2,17 hectares de terres de la Couronne pour servitude permanente et exigerait une décision des autorités compétentes. Les terres nécessaires restantes pour le Projet appartiennent à des intérêts privés et consistent principalement en des terres agricoles.

Les demandeurs ont indiqué avoir rencontré les chefs membres de l'organisation des Premières nations du Traité 1, qui comprend Roseau River, et que, selon l'information fournie par cette Première Nation, les demandeurs n'étaient au courant d'aucunes terres visées par le processus relatif aux droits fonciers issus de traités le long de l'emprise de leur pipeline qui seraient considérées par la Première nation comme faisant partie intégrante de son processus de revendication. Les demandeurs se sont engagés à continuer de travailler avec l'organisation des Premières nations du Traité 1.

L'Office reconnaît que l'identification d'emplacements d'usages à des fins traditionnels exige souvent la collaboration des Autochtones et il constate que les demandeurs se sont engagés à mettre en œuvre un plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales qui comprenne des procédures précises relatives à la découverte de sites archéologiques, paléontologiques, historiques ou à vocation traditionnelle, y compris l'évaluation et la mise en œuvre de mesures d'atténuation appropriées. Les demandeurs se sont engagés à assurer une consultation permanente des peuples autochtones durant tout le cycle de vie du Projet. L'Office est d'avis que cette consultation, qui inclurait les questions des sites sacrés et archéologiques, servirait au mieux les intérêts de toutes les parties. L'Office est également d'avis que de telles discussions permanentes entre les demandeurs et les peuples autochtones, combinées au plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales, réduiraient au minimum les conséquences potentielles pour les sites à vocation traditionnelle s'ils étaient découverts.

Reconnaissant l'importance des ressources archéologiques pour les peuples autochtones, si un certificat devait être délivré pour le pipeline Lc, l'Office inclurait une condition exigeant des demandeurs qu'ils cessent immédiatement tout travail dans le secteur de toute découverte archéologique et qu'ils communiquent alors à ce sujet avec les autorités provinciales compétentes. Cela assurerait la protection et la gestion appropriée de toute découverte archéologique.

En ce qui a trait au financement, l'Office remarque que les demandeurs ont fait valoir qu'ils reconnaissent que les Premières nations et les communautés métisses peuvent avoir certaines exigences précises sur le plan du financement de leur capacité à répondre à l'information qui leur est fournie à propos du Projet et indiquent que, en cas de conséquence potentielle pour une Première nation ou un groupe métis, les demandeurs offriront du financement pour aider la communauté à évaluer ces conséquences potentielles et à préparer une réponse. L'Office estime que les demandeurs reconnaissent bien que cet engagement puisse varier selon les circonstances et selon les conséquences potentielles du Projet pour un groupe autochtone donné.

À la suite de la présentation de la lettre de commentaires de Peepeekisis, les demandeurs ont rencontré Peepeekisis, le 17 juillet 2007. À l'occasion de cette rencontre, les représentants de la Première nation ont été invités à indiquer les conséquences directes et toute préoccupation connexe à propos du Projet. Les demandeurs ont fait valoir que leurs représentants n'ont pas été informés de conséquences directes et de préoccupations connexes à propos du Projet et que Peepeekisis n'a pas fait état d'autres préoccupations ou conséquences depuis cette rencontre. Les demandeurs se sont engagés à travailler avec les Autochtones pendant toute la durée du Projet. L'Office remarque que Peepeekisis n'a pas abordé davantage

plusieurs des questions soulevées dans sa lettre de commentaires et que plusieurs de ces questions vont au-delà de la compétence de l'Office.

Les demandeurs ont indiqué ne pas avoir être informés de conséquences potentielles pour les intérêts autochtones qui n'aient pas été relevées dans les demandes relatives au Projet Southern Lights ou dans les documents déposés par la suite. Les demandeurs ont fait valoir que, si le Projet devait avoir davantage de conséquences que celles touchant les intérêts répertoriés, ils rencontreraient l'organisation ou la communauté autochtone qui a cerné un intérêt et travailleraient avec celle-ci pour mettre au point un plan d'action conjoint.

L'Office est d'avis que les Autochtones intéressés aux demandes relatives au Projet Southern Lights avaient été informés des détails du Projet et avaient eu l'occasion de faire connaître leur opinion à l'Office en temps utile pour que celle-ci puisse être prise en compte dans le processus décisionnel.

De plus, l'Office est d'avis que le programme de consultation des demandeurs permettait efficacement de cerner les conséquences du Projet pour les Autochtones.

Le Projet doit comporter un intervalle de construction relativement bref, la vaste majorité des installations étant enfouies. Comme presque toutes les terres nécessaires au Projet n'étaient pas intactes auparavant, qu'elles appartiennent généralement à des intérêts privés, qu'elles servent principalement à des fins agricoles et qu'elles sont adjacentes à une emprise pipelinière existante, l'Office est d'avis que les conséquences potentielles du Projet pour les intérêts autochtones pourraient être atténuées de façon appropriée. L'Office est donc d'avis que les conséquences pour les intérêts des Autochtones seront probablement minimes.

3.5 Conception et intégrité du Projet

Dans l'examen des demandes relatives aux pipelines et aux installations, l'Office prend en compte les questions de sécurité et d'intégrité pour assurer que les entreprises conçoivent, construisent et exploitent leurs installations de façon sécuritaire. L'Office détermine si les projets proposés répondent aux exigences de la réglementation en matière de sécurité des employés et du public et examine des questions telles que le caractère approprié de la conception, les techniques de construction, les matériaux et les systèmes de contrôle, ainsi que les risques potentiels pour l'intégrité des pipelines.

Le Projet Southern Lights proposé comporte deux projets secondaires distincts : le projet de pipeline de diluant et le projet de remplacement de capacité. Le projet de pipeline de diluant comporte le transfert de la canalisation n° 13 et l'inversion du sens de son écoulement. Le projet

de remplacement de capacité comporte deux volets, soit le pipeline Lc et les modifications à la canalisation n° 2. Chacun de ces deux volets comporte des activités d'ingénierie distinctes.

La présente section se penche sur les questions de conception et d'intégrité communes au projet de pipeline de diluant et au projet de remplacement de capacité.

3.5.1 Conception générale

L'inversion de la canalisation n° 13 consiste en l'inversion du sens d'écoulement de la portion canadienne existante de la canalisation n° 13 du pipeline d'exportation d'EPI. Ce pipeline part présentement du terminal d'EPI à Edmonton et son terminal canadien est situé près de Gretna. La portion canadienne existante de 1 242 km du pipeline a été construite dans les années 50 et transporte présentement du brut synthétique d'Edmonton à Clearbrook (Minnesota). ESL propose d'inverser le sens d'écoulement pour permettre le transport de diluant, dont les caractéristiques d'écoulement sont différentes, jusqu'au terminal d'Edmonton, au Canada.

Pour recevoir tout produit déplacé par l'inversion de la canalisation n° 13, ESL a proposé un projet de remplacement de capacité comportant deux volets principaux : un nouveau pipeline de 288 km d'exportation de pétrole brut appelé pipeline Lc, allant de Cromer jusqu'à la frontière des États-Unis près de Gretna, et les modifications à la canalisation n° 2, un pipeline de transport de pétrole brut existant d'EPI qui part d'Edmonton et traverse la frontière des États-Unis à proximité de Gretna.

Agent réducteur de traînée

Les demandeurs ont proposé d'utiliser un agent réducteur de traînée (ART) afin de réduire la perte de pression frictionnelle au cours de l'écoulement des produits transportés dans la canalisation n° 2, dans la canalisation n° 13 et dans le pipeline Lc. Les MPLA/SAPL ont exprimé leurs préoccupations concernant les effets de l'ART dans les trois pipelines, sur le plan de l'encrassement ou de la corrosion. Les demandeurs ont répliqué que le type de produit proposé comme ART pour le Projet Southern Lights n'a pas d'effets connus d'encrassement ou de corrosion, aux concentrations qui doivent être utilisées.

3.5.2 Normes, réglementation et procédures d'entreprise

ESL a indiqué qu'elle adopterait la plus récente version des normes, spécifications et procédures d'EPI pour la construction et l'exploitation de l'inversion de la canalisation n° 13, suivant les besoins du projet. ESL et EPI ont indiqué que tant le projet d'inversion de la canalisation n° 13 que le projet de remplacement de capacité seraient conçus, construits et exploités conformément à la réglementation applicable, ainsi qu'avec les codes et normes de l'industrie, y compris les plus récentes exigences prévues dans la réglementation de l'Office. Les exigences de l'Office sont définies dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99), qui intègre par renvoi la plus récente version de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz naturel*, (CSA Z662). À leur tour, ces règlements et normes intègrent par renvoi d'autres normes à appliquer dans la conception.

En juillet 2007, une version mise à jour de la norme CSA Z662 était publiée et les demandeurs ont accepté que tout renvoi à la norme CSA Z662-03 dans la demande relative au Projet Southern Lights soit remplacé par un renvoi à la norme CSA Z662-07 pour chaque phase de projet, de la conception à l'exploitation.

Surveillance et gestion de la pression

Les demandeurs ont confirmé que les deux projets se conformeraient aux exigences de la norme CSA Z662-07 relativement à la protection et au contrôle en cas de surpression. De plus, les demandeurs ont indiqué qu'ils procéderaient à des analyses de pressions de transport afin de cerner toute condition d'exploitation pouvant occasionner dans les pipelines des pressions supérieures aux limites opérationnelles et aux limites de surpression de la CSA. Les demandeurs se sont engagés à déposer des analyses de pressions de transport pour la canalisation n° 2, la canalisation n° 13 et le pipeline Lc avant la fin de 2007.

Gestion de la qualité

Les demandeurs se sont engagés à mettre en œuvre un plan de gestion de la qualité pour gérer la planification et la construction des projets. Le plan de gestion de la qualité, consistant en un système de gestion de la qualité de la conception, un système de gestion de la qualité des matériaux et un plan de construction, serait mis en œuvre pour veiller à ce que toutes les exigences environnementales, réglementaires et législatives soient respectées, ainsi que pour surveiller la conformité et la documenter. L'efficacité de ce système serait évaluée par des vérifications internes de la qualité. Les exigences et attentes en matière de gestion et assurance de la qualité conformes au RPT-99 seraient appliquées aux entrepreneurs, aux sous-traitants et aux fournisseurs, s'il y a lieu.

Programme de gestion de l'intégrité

Les demandeurs ont proposé d'utiliser le programme de gestion de l'intégrité (PGI) d'EPI pour cerner et évaluer les risques d'exploitation. Les demandeurs ont également indiqué que les résultats de l'évaluation de l'intégrité servent à établir des priorités dans les activités d'entretien ou dans les projets pour veiller au respect des tolérances d'aptitude à l'usage. Le but principal du PGI est de prévenir les fuites et ruptures occasionnées par la dégradation des pipelines liée au service. Ce programme comprend notamment les éléments constitutifs suivants :

- Plan de gestion de l'intégrité en cas de corrosion
- Programme de protection cathodique
- Plan de gestion de la fissuration par la corrosion sous tension (FCST)
- Plan de gestion de la FCST
- Plan de gestion des dommages mécaniques
- Programme d'inspection interne des canalisations
- Programme d'excavation
- Lignes directrices en matière de qualifications et de formation

Opinion de l'Office

Les demandeurs se sont engagés à réviser ou à revoir la conception du Projet. Les résultats des engagements à utiliser la version mise à jour de la norme Z662-07 de la CSA et à fournir une analyse des pressions de transport pour tous les éléments du Projet avant la fin de 2007 pourraient influer sur la conception du projet d'inversion de la canalisation n° 13 et du projet de remplacement de capacité. L'Office exige des demandeurs qu'ils satisfassent à ces engagements dans la conception finale. L'Office surveillerait également la conformité des demandeurs durant les phases de construction et d'exploitation du Projet. De plus, l'Office continuerait de surveiller le PGI des pipelines et des installations des demandeurs pour s'assurer qu'il est adéquat, efficace et mis en œuvre de façon appropriée. L'Office est d'avis qu'une fois les engagements remplis, la conception du pipeline sera conforme aux normes en vigueur en matière de sécurité et d'intégrité des pipelines.

3.6 Construction et exploitation

3.6.1 Sécurité de la construction

Les demandeurs ont indiqué que des plans complets de santé et de sécurité seraient élaborés pour les travaux de construction du projet d'inversion de la canalisation n° 13 et du projet de remplacement de capacité. Ces plans porteraient sur les exigences et responsabilités en matière de sécurité et sur les canaux de communication au cours de la construction et de la mise en service. Toutes les équipes sur le terrain participant aux projets recevraient une formation et des vérifications internes aléatoires seraient menées pour veiller à ce que le personnel se conforme au plan de santé et sécurité et de respect des normes environnementales. De plus, toutes les équipes sur le terrain recevraient un guide à leur intention, décrivant les principales caractéristiques de ce plan.

Opinion de l'Office

ESL et EPI seraient tenues de déposer auprès de l'Office leurs plans complets de santé et de sécurité. Par des inspections sur place, les inspecteurs de l'Office vérifieraient la conformité avec ces plans, avec les exigences de la réglementation et avec les autres engagements pris au cours des présentes procédures. Pour aider les inspecteurs de l'Office dans leurs activités, les demandeurs seraient également tenus, par des conditions expresses, de fournir un calendrier de construction détaillé et de présenter des rapports d'avancement mensuels de la construction. Les inspecteurs de l'Office pourraient ainsi centrer et prioriser les activités de supervision futures.

3.6.2 Contrôle des réseaux de pipelines

EPI a indiqué que ses opérateurs de salle de commande surveillent et contrôlent ses pipelines et installations par un système de télécommande et d'acquisition de données (SCADA). EPI a expliqué que son système SCADA permet à des opérateurs du centre de commande d'Edmonton de surveiller et commander à distance tous les éléments des réseaux de pipelines, y compris les pipelines, les réservoirs, les stations de pompage, les vannes et la mesure des volumes aux fins de transfert de la propriété. Le système surveille également les tensions de canalisation, les débits d'écoulement, les détecteurs de gaz et d'incendie et d'autres systèmes de sécurité.

EPI a indiqué qu'elle utilisait un modèle transitoire en temps réel (MTTR) pour la détection des fuites. L'application du MTTR d'EPI est appelé « système de bilan matières » (SBM). EPI a également indiqué que le SBM est conçu pour satisfaire aux exigences du RPT-99 et de l'annexe E de la norme CSA Z662-03, ainsi qu'à celles de la norme CSA Z662-07. Les alarmes du SBM sont transmises au système SCADA et s'affichent sur les écrans du système SCADA.

Opinion de l'Office

La norme CSA Z662 est intégrée par renvoi au RPT-99 de l'Office. Bien qu'EPI ait déclaré que son système de détection des fuites soit conçu pour satisfaire aux exigences de la plus récente version de la norme, l'Office constate que les plans de conception détaillés ne sont pas terminés. L'Office examinerait les analyses de pressions de transport (voir la section 3.5.2, intitulée *Normes, réglementation et procédures d'entreprise*) et leurs conséquences potentielles sur les contrôles généraux des réseaux de pipelines, dont la détection des fuites, et sur les éléments de conception détaillée. Au cours de l'examen par l'Office, des renseignements supplémentaires pourraient être demandés.

3.6.3 État de préparation et intervention en cas d'urgence

Un plan d'intervention d'urgence (PIU) est en place pour tous les pipelines et installations existants d'EPI entre Edmonton et Gretna. EPI a indiqué que le PIU existant contient des exigences en matière d'état de préparation en cas d'urgence (matériel, formation, exercices, etc.), des mesures d'intervention d'urgence (notification, mise en œuvre d'un système de gestion des urgences, précautions pour les travailleurs et pour le public, etc.) et diverses mesures de confinement, de récupération et de nettoyage applicables à diverses situations. Le PIU comprend des dispositions relatives aux petits déversements comme aux grands.

EPI s'est engagée à modifier ce plan pour intégrer le pipeline Lc et les modifications à la canalisation n° 2, mais a soutenu que le plan n'exigerait pas de modifications pour ce qui est de l'inversion de la canalisation n° 13 pour le transport de diluant.

Opinion de l'Office

Le PIU d'EPI a été déposé auprès de l'Office. L'Office estime que les mesures proposées par les demandeurs en matière d'état de préparation et d'intervention en cas d'urgence sont appropriées, compte tenu de la portée des projets proposés.

3.7 Questions foncières

L'Office exige des entreprises qu'elles fournissent une description et une justification pour les terrains nécessaires, tant à titre permanent qu'à titre temporaire, à un projet afin d'évaluer l'étendue des nouveaux terrains touchés par le projet. De plus, les entreprises sont tenues d'informer l'Office si elles se prévalent de droits fonciers existants ou si, dans certains secteurs, aucun nouveau droit foncier n'est nécessaire.

L'Office exige également une description du processus d'acquisition foncière, ainsi que de l'état des activités d'acquisition. L'Office demande aux entreprises de lui fournir une copie des avis-types fournis aux propriétaires fonciers en vertu du paragraphe 87(1) de la *Loi*, ainsi que de toutes les ententes d'acquisition. Les questions relatives au tracé, aux droits fonciers et à l'acquisition de terrains pour le Projet Southern Lights sont décrites en relation avec chaque projet.

Projet de pipeline de diluant

Le transfert de la canalisation n° 13 comporte le transfert d'actifs existants et des droits fonciers d'EPI relatifs à l'emprise existante de la canalisation n° 13. L'inversion de la canalisation n° 13 inclura la portion du réseau principal d'EPI partant du terminal d'EPI à Edmonton (coordonnée SE ¼ -5-53-23W4M), Alberta jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna (SE ¼- 4-1-1 WPMMB). EPI détient actuellement tous les droits fonciers nécessaires en vertu de servitudes pour le réseau principal d'EPI et la canalisation n° 13 bénéficie de ces servitudes.

En vertu de la convention de transfert, EPI octroiera à Enbridge Southern Lights LP la licence, les droits et les intérêts sur l'emprise de la canalisation n° 13 pour une largeur de 1,5 mètre des deux côtés de l'axe central de la canalisation n° 13 aux fins d'exploitation, d'entretien et de réparation de cette canalisation. Est compris le droit d'entrée et de sortie par l'emprise d'EPI pour aller et venir de la canalisation n° 13.

L'inversion de la canalisation n° 13 comporte des modifications à pompes et de vannes dans des stations de pompage existantes sur la canalisation n° 13 afin de les faire fonctionner dans le sens contraire. Comme tous les travaux se dérouleront sur les sites existants des stations de pompage et des vannes sur l'emprise de la canalisation n° 13, aucun nouveau droit foncier n'est nécessaire pour ce projet. Aucune préoccupation en matière de tracé ou de terrains n'est associée à cette partie du Projet.

ESL a demandé à l'ONÉ une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi*, autorisant la construction et l'exploitation des installations de la canalisation n° 13 inversée et soustrayant ces installations à l'application des dispositions des articles 30 et 31 de la *Loi*.

Projet de remplacement de capacité

Comme toutes les modifications à la canalisation n° 2 seront apportées aux installations de pipeline existantes de cette canalisation, et comme aucun nouveau terrain n'est requis, aucune préoccupation en matière de tracé ou de terrains n'est associée à cette partie du Projet. Aucun terrain supplémentaire n'est nécessaire pour les installations de pompage existantes du pipeline Lc situées à Cromer, à Glenboro et à Manitou. Un total de 0,5 ha sera nécessaire pour 12 nouveaux sites de vannes.

Le tracé du pipeline Lc sera situé de façon contigüe à l'intérieur de l'emprise existante d'EPI ou le long de celle-ci sur environ 90 % de ses 288 km de longueur et environ 28 km de nouvelle emprise non contigüe seront nécessaires.

La largeur de la nouvelle emprise à acquérir variera afin de créer une largeur d'emprise constante et contigüe de 36,6 m le long du tracé du pipeline Lc.

Les 28 km de nouvelle emprise non contigüe dévieront du corridor existant en 11 endroits pour éviter des terres humides, des brise-vents, des cimetières, une ferme, une résidence et des infrastructures existantes. La largeur de l'emprise à ces endroits sera de 18,3 m.

La superficie estimative des terrains pour l'emprise permanente et la zone de travail temporaire est de quelque 377 ha et 697 ha, respectivement.

Afin de construire, d'exploiter et d'entretenir les installations du pipeline Lc, des terrains doivent être acquis de propriétaires fonciers privés et de la Couronne au Manitoba. EPI entend obtenir tous les droits fonciers par négociation directe avec les propriétaires enregistrés des terrains. Le processus d'acquisition foncière des demandeurs a commencé à la mi-mars 2007 et devrait être terminé d'ici mai 2008.

EPI soutient qu'elle travaillera avec les propriétaires fonciers pour les informer des conséquences probables de la construction et pour négocier une contrepartie juste et raisonnable sous forme de remise en état directe ou d'équivalent monétaire.

Opinion de l'Office

L'Office estime que les exigences prévues par EPI pour les droits fonciers permanents et temporaires sont raisonnables. La documentation sur les droits fonciers et le processus d'acquisition de ces droits proposé par EPI sont également acceptables pour l'Office. L'Office est d'avis que le maintien d'une emprise constante contigüe de 36,6 mètres de largeur sur environ 90 % du tracé du pipeline Lc est acceptable afin d'accueillir toutes les canalisations dans les limites couvertes par les servitudes dont bénéfice EPI. De plus, EPI n'a dévié de l'emprise existante que pour éviter dans certaines situations des effets négatifs potentiels sur les autres utilisations du territoire, notamment les effets sur l'environnement.

En vertu de l'article 58 de la *Loi*, les demandeurs sollicitent une exemption de l'article 31 de la *Loi*, ce qui les soustrairait à l'exigence de dépôt des plan, profil et livre de renvoi (PPLR) à l'égard des installations liées à l'inversion de la canalisation n° 13, aux installations de stations du pipeline Lc et aux modifications à la canalisation n° 2. L'effet de cette exemption serait d'éliminer le besoin d'un processus d'audience détaillé lié au tracé.

Comme la construction et la mise en place des installations du projet d'inversion de la canalisation n° 13, des installations de stations du pipeline Lc et du projet de modifications à la canalisation n° 2 auraient lieu à des stations d'EPI existantes et qu'aucun nouveau terrain ne serait nécessaire, l'Office estime approprié d'accorder l'exemption demandée eu égard au dépôt des PPLR concernant ces installations.

Chapitre 4

Projet de pipeline de diluant

4.1 Transfert de la canalisation n° 13

La canalisation n° 13 fait présentement partie du réseau principal d'EPI et transport du pétrole brut d'Edmonton à la frontière canado-américaine, près de Gretna. La portion canadienne du transfert de la canalisation n° 13 comprendra le pipeline de la canalisation n° 13, les installations de pompage de la canalisation n° 13, d'autres équipements accessoires liés à ces installations de pompage et la fourniture des droits fonciers nécessaires associés à l'emprise et aux installations de pompage de la canalisation n° 13.

4.1.1 Exploitation

Après la signature de la CST, Enbridge Southern Lights LP engagerait EPI comme exploitant contractuel. À ce titre, EPI fournirait des services administratifs, d'exploitation et d'entretien à Enbridge Southern Lights LP à l'égard de l'exploitation commerciale de la canalisation n° 13, dont les suivants :

- exploitation du pipeline;
- centre de commande;
- services d'ingénierie;
- services fonciers;
- services généraux et administratifs.

4.1.2 Prix du transfert

Les demandeurs sollicitent des ordonnances en vertu de la Partie IV et du paragraphe 129(1.1) de la *Loi*, qui sont nécessaires pour l'exécution du transfert de la canalisation n° 13 conformément aux conditions stipulées dans la convention de transfert. Le prix du transfert prévu dans la convention de transfert correspond à la valeur comptable nette des coûts de construction du pipeline Lc et des modifications à la canalisation n° 2 à la date de clôture du transfert de la canalisation n° 13 (la date proposée sera, au plus tard, le 30 juin 2010) plus les coûts de retrait du contenu de la canalisation n° 13.

L'entente commerciale sous-tendant le Projet prévoit que, en contrepartie du transfert par EPI de la canalisation n° 13 hors du service du réseau principal d'EPI, Enbridge Southern Lights LP paierait pour remplacer sa capacité avec le nouveau pipeline Lc et les modifications à la canalisation n° 2. Le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO) de l'Office exige que, si des installations sont achetées à une société appartenant au même groupe, le coût original des installations et de la dépréciation accumulée soit inscrit aux comptes de la

société acheteuse. Les demandeurs ont donc demandé une exemption, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la *Loi*, de cette exigence du RNCO. Les demandeurs ont, en outre, demandé que la base tarifaire du réseau principal d'EPI soit réduite du prix de transfert, de telle sorte que les valeurs comptables nettes du pipeline Lc et des modifications à la canalisation n° 2 soient effectivement compensées dans la base tarifaire du réseau principal d'EPI à la date de clôture plutôt que de virer la somme du profit ou de la perte du compte 31 (Dépréciation accumulée – installations de transport) ou du compte 32 (Amortissement accumulé – installations de transport) au compte 402 (Revenu extraordinaire) ou au compte 422 (Déductions extraordinaires du revenu), selon le cas, comme le prévoit le paragraphe 40(2) du RNCO.

Opinion de l'Office

Le RNCO exige que, si des installations sont acquises d'une société appartenant au même groupe, le coût original des installations et de la dépréciation accumulée soit inscrit aux comptes de la société acheteuse. L'Office remarque qu'aucun des intervenants ne s'est opposé au prix de transfert ou à l'achat et à la vente de la canalisation n° 13. Comme les installations à transférer d'EPI à Enbridge Southern Lights LP changeraient de vocation, passant du service de transport de pétrole au service de transport de diluant, l'Office est d'avis qu'il serait approprié qu'Enbridge Southern Lights LP de payer pour remplacer la capacité annuelle résultant du changement de vocation.

L'Office estime que, dans le cadre du Projet, une autorisation de l'Office en vertu de l'article 74 pour la vente et l'achat de la canalisation n° 13 servirait l'intérêt public. De plus, l'Office estime que la méthodologie pour fixer le prix de transfert est raisonnable et que les demandeurs peuvent être exemptés des dispositions du paragraphe 15(4) du RNCO.

L'Office est d'avis qu'il serait approprié de réduire de soustraire le prix de transfert de la base tarifaire du réseau principal d'EPI, de telle sorte que les valeurs comptables nettes du pipeline Lc et des modifications à la canalisation n° 2 soient effectivement compensées dans la base tarifaire du réseau principal d'EPI à la date de clôture plutôt que de virer la somme du profit ou de la perte du compte 31 (Dépréciation accumulée – installations de transport) ou du compte 32 (Amortissement accumulé – installations de transport) au compte 402 (Revenu extraordinaire) ou au compte 422 (Déductions extraordinaires du revenu), selon le cas, comme le prévoit le paragraphe 40(2) du RNCO.

4.2 Inversion de la canalisation n° 13

4.2.1 Conception du projet

ESL a indiqué que la conception de l'inversion de la canalisation n° 13 ne requiert pas de travaux de construction pipelinière sur le réseau principal et comporte les travaux d'ingénierie suivants :

- modifications à la tuyauterie d'entrée et de sortie de 16 installations de pompage existantes de la canalisation n° 13, dans les stations de pompage existantes d'EPI sur la canalisation n° 13 pour permettre l'inversion du sens de l'écoulement dans le pipeline;
- modification de six vannes de retenue existantes;
- mise en place de matériel de livraison et de comptage dans les installations de pompage existantes de la canalisation n° 13 à Kerrobert, Hardisty et Edmonton;
- mise en place de quatre installations d'injection d'ART dans les installations de pompage existantes de la canalisation n° 13 à Gretna, Souris, Cromer et Hardisty;
- modification des sas de racleurs existants de la canalisation n° 13 dans les stations de pompage existantes de Kerrobert, Regina et Cromer, ainsi que le sas de racleurs situé près de Kelso (Saskatchewan) à la borne kilométrique 899.9;
- retrait du service des pompes de la canalisation n° 13 à la station de pompage d'Edmonton.

ESL a indiqué que les travaux préparatoires à l'inversion de la canalisation n° 13 commenceront en 2009. Sous réserve des autorisations nécessaires, les travaux indiqués ci-dessus seront terminés à temps pour une date de mise en service du 30 juin 2010. L'inversion de la canalisation n° 13 pourrait être devancée si une capacité supplémentaire d'exportation de pétrole brut est disponible plus tôt.

Tubes de canalisation

La canalisation no 13 appartient à EPI et à ses prédécesseurs, et est exploitée par ceux-ci et EPI, depuis sa construction en 1950, avec une section construite en 1952.

Des sections de la canalisation n° 13 ont été construites avec des diamètres extérieurs de 406,4 mm (NPS 16), de 457 mm (NPS 18) et de 508 mm (NPS 20) et avec une épaisseur de parois de 7,14 mm à 8,73 mm à l'aide de tubes de nuances X46 et X52. La canalisation n° 13 est couverte d'un revêtement extérieur de goudron de houille.

ESL a indiqué que les travaux associés avec l'inversion et le redéploiement de la canalisation n° 13 pour le service de transport de diluant ne modifieraient pas l'état externe de la canalisation n° 13. Par conséquent, toute imperfection ou défectuosité découlant de l'état du revêtement extérieur ou liée à celui-ci ne devrait pas être modifiée par l'inversion du sens d'écoulement et continuerait d'être gérée par le PGI existant.

En plus de s'assurer que la canalisation n° 13 est structurellement solide et adaptée à sa nouvelle utilisation prévue, ESL a indiqué qu'elle devrait entreprendre des modifications matérielles d'ingénierie pour les composantes et les installations afin de permettre au produit de s'écouler dans le sens inverse. ESL a déclaré que, dans le cadre de la conception détaillée, un examen aurait lieu pour réexaminer l'emplacement et l'utilisation des six vannes de retenue existantes. ESL prévoit que toutes les vannes de retenue devraient être modifiées pour permettre le changement du sens d'écoulement. De plus, ESL a indiqué que l'examen peut révéler que certaines vannes de retenue pourraient devoir être déplacées en fonction de leur utilisation. Si les vannes de retenue sont en bon état, elles pourraient être réutilisées conformément aux exigences

de la norme CSA Z662. Si les vannes de retenu ne sont pas en bon état ou ne satisfont pas aux exigences de la norme CSA Z662, elles seraient remplacées par de nouvelles vannes de retenue. De plus, une modification des sas de racleurs existants pour leur permettre de recevoir les plus récents modèles d'outils d'inspection interne devrait être entreprise.

Installations de pompage

D'autres travaux matériels d'ingénierie associés au changement du sens d'écoulement du produit comprennent l'inversion de la tuyauterie d'entrée et de sortie aux 16 stations de pompage de la canalisation n° 13 indiquées dans la demande. Des installations de livraison et de comptage seraient mises en place dans trois stations et des unités d'injection d'ART seraient installées dans quatre stations de pompage existantes.

4.2.2 Intégrité

Après l'acquisition de la canalisation n° 13 par ESL, le pipeline resterait exploité, commandé et surveillé par EPI. Enbridge Southern Lights LP conclurait une entente contractuelle avec EPI pour l'exploitation de la canalisation n° 13 conformément aux normes et programmes existants d'EPI, ce qui comprend le PGI (décrit à la section 3.5.2).

4.2.2.1 Historique de l'exploitation et de la gestion de l'intégrité de la canalisation n° 13

Depuis la construction de la canalisation n° 13 au début des années 50, certaines sections ont connu diverses phases de reconfiguration et ont été exploitées pour le transport de produits raffinés, comme pour le transport de pétrole brut. Le pipeline comprend présentement des sections de tubes de spécifications et constructions différentes et sert au transport de pétrole brut synthétique. Les raccords initiaux ont été soudés par étincelage ou par résistance électrique. Les soudures par résistance électrique d'avant 1970 étaient susceptibles de défaillances telles que des inclusions non métalliques, le manque de fusion, une faible résistance et des fissures en crochet.

En 1993 et en 1994, des essais hydrostatiques sous pression ont été effectués afin d'obtenir l'autorisation de l'Office pour accroître les pressions maximales d'exploitation (PME) sur des tronçons de la canalisation n° 13 entre Regina et Gretna. Plusieurs défaillances ont eu lieu au cours de ces essais et se sont avérées être occasionnées par des défectuosités de soudures continues qui ne s'étaient pas accrues au cours des activités d'exploitation passées, mais avaient cédé au moment où elles avaient été soumises à des pressions supérieures à celles que les défectuosités avaient connues jusque là.

En 2002, une fuite en service s'est produite sur le tronçon entre Regina et Gretna en raison d'une fissure en crochet qui avait résisté aux essais de 1993 et 1994. Une analyse métallurgique a conclu que la fissure en crochet initiale, survenue durant la fabrication du tube, s'était étendue par un mécanisme de croissance sous la fatigue. Comme l'expliquent les rapports de 2003 déposés dans le cadre de la présente instance, les changements d'exploitation associés au programme d'agrandissement des pipelines des années 90 ont rendu les imperfections existantes de la canalisation n° 13 sensibles à la fatigue induite par les cycles de pression. Par la suite, les défectuosités de fabrication préexistantes non critiques ayant résisté aux essais hydrostatiques de 1993 et de 1994 pourraient s'accroître jusqu'à leur défaillance.

Caractéristiques de gestion des fissures

EPI a mis en œuvre un programme d'inspection interne des fissures pour la canalisation n° 13 en 2003, à l'aide de l'outil de détection ultrasonique des fissures (DUF) GE PII. EPI a fait valoir que cet outil peut repérer et mesurer avec précision des défectuosités de soudures continues pour permettre des réparations ciblées conformes aux exigences de la norme CSA Z662. EPI a précisé que, à l'heure actuelle, une série d'inspections avec l'outil DUF ont été effectuées sur la partie entre Kerrobert et Gretna (comprenant la partie entre Regina et Gretna) de la canalisation n° 13, tandis que les inspections de la partie d'Edmonton à Kerrobert sont prévues pour 2008.

L'Office a demandé des éclaircissements sur l'absence d'autres caractéristiques de fissures, comme FCST ou la fissuration dans des enfoncements, qui présentent d'importants risques pour l'intégrité de la canalisation n° 13. Les demandeurs ont indiqué que le pipeline est couvert d'un revêtement externe de goudron de houille au très bon rendement passé en matière de protection contre les dommages de corrosion externe et EPI a qualifié la menace de FCST comme étant faible. Depuis 1996 environ, EPI a surveillé la présence de FCST sur toute la canalisation n° 13. Aucune n'a été signalée par des essais non destructeurs (END) effectués sur la canalisation n° 13 ou par d'autres activités d'entretien, là où une inspection interne des fissures a été effectuée. En ce qui a trait à la fissuration dans les enfoncements, EPI a remarqué qu'une défaillance découlant d'un enfoncement fissuré est improbable, compte tenu des antécédents d'exploitation de la canalisation n° 13. Si des renseignements futurs recueillis par des excavations pour fins d'intégrité le justifient, par exemple, les demandeurs se sont engagés à appliquer de nouveaux outils d'inspection futurs capables de détecter des enfoncements présentant des caractéristiques secondaires.

EPI a confirmé que la principale menace de fissuration sur la canalisation n° 13 est la croissance de fissures par fatigue en cas de défectuosités de fabrication existantes. EPI analyse les données des cycles de pression à tous les trimestres afin de prévoir la durée de vie des fissures en cas de fatigue, et estimé que toute fissure existante ne connaîtrait pas de défaillance avant 20 ans. Les intervalles de réinspection future des fissures ont donc été prudemment fixés à 10 ans, sous réserve de réévaluation annuelle.

Gestion de la corrosion et caractéristiques de géométrie

Les demandeurs ont fait valoir que les caractéristiques de corrosion sont principalement prévenues grâce au revêtement extérieur de goudron de houille ou aux nouveaux revêtements à intégrité élevée, complétés par le système de protection cathodique. Les défectuosités sont surveillées par les inspections au moment d'excavations et des inspections internes régulières de perte de métal depuis 1972. En ce qui a trait à des caractéristiques géométriques comme les enfoncements, la totalité du pipeline a été examinée par inspections internes et EPI est en passe de terminer l'exécution d'excavations liées aux dernières inspections au moyen d'outils datées de 2006. Les demandeurs se sont également engagés à fournir une comparaison entre les constatations sur le terrain et les données géométriques obtenues par inspection interne.

4.2.2.2 Conséquences du projet d'inversion de la canalisation n° 13 sur l'intégrité du pipeline

Profils de pression révisés

L'inversion du sens d'écoulement pour le transport de diluant sur la canalisation n° 13 exige l'inversion des pompes. Règle générale, les segments de pipeline présentement en amont des stations de pompage et qui connaissaient de relativement faibles pressions d'aspiration se retrouveraient en aval des pompes et connaîtraient des pressions de refoulement plus élevées.

Les demandeurs prévoient que les tronçons immédiatement en amont de Langbank (Saskatchewan), Glenboro et Gretna seraient soumis à des pressions d'exploitation atteignant en moyenne huit fois leurs valeurs d'utilisation présentes et passées. Néanmoins, les pressions d'exploitation proposées demeureraient inférieures à la PME présentement autorisée.

Service de transport de diluant

Selon les demandeurs, les matériaux et composants de la canalisation n° 13 sont conçus pour des hydrocarbures liquides à faible pression de vapeur et, jusqu'à maintenant, les sections de pipeline ont transporté des produits raffinés, du pétrole brut et du pétrole brut synthétique. Le diluant destiné à être expédié par la canalisation n° 13 consiste en de l'essence naturelle ou en des hydrocarbures légers recyclés provenant des raffineries. ESL a confirmé que ses spécifications de diluant et ses paramètres d'exploitation de pipeline, come la température et la pression, feraient en sorte que la canalisation n° 13 continue d'assurer le service de transport de produits à faible pression de vapeur, tous les produits transportés étant en phase liquide.

De plus, les demandeurs ont indiqué que le débit, la température et le type de produit expédié ne changeraient pas de façon importante après l'inversion dé la canalisation n° 13. Par conséquent, le taux de corrosion ne devrait pas influer sur les intervalles d'inspection interne de perte de métal.

4.2.2.3 Évaluation et validation de l'intégrité du pipeline

Évaluations techniques avant et après l'inversion

La demande ne comprenait pas d'évaluation technique (ÉT) de l'inversion de la canalisation n° 13; pas plus qu'elle ne comprenait l'engagement d'exécuter une ÉT. Les demandeurs ont indiqué que du travail d'ÉT préliminaire avait commencé et estimaient que les cycles de pression après l'inversion seraient moins forts que pour le service de transport actuel sur la canalisation n° 13. Les demandeurs ont indiqué que les derniers calculs relatifs aux taux de croissance des fissures exigent des profils de pression réels et des données sur les cycles de pression afin de vérifier les estimations préliminaires dans une ÉT finale après l'inversion. Ils ont proposé de mettre définitivement au point et de soumettre une ÉT relative aux taux de croissance des fissures une fois que la canalisation n° 13 aura été inversée et que de nouveaux profils de pression avec des données sur des cycles de pression deviendront disponibles. Les demandeurs ont ajouté que les taux de croissance des fissures n'ont pas d'effet immédiat sur l'intégrité du pipeline et que leur évaluation de la fatigue sur la canalisation n° 13 est considérée comme une estimation généralement prudente des conditions après l'inversion.

Besoin possible d'essais hydrostatiques

Les demandeurs ont considéré l'éventualité d'essais de pression hydrostatique, mais ont établi que ces essais n'étaient pas nécessaires. Cette décision était fondée sur des pressions d'exploitation futures non supérieures à la PME existante et sur le programme d'inspection interne mis en œuvre sur la canalisation n° 13.

EPI a signalé que son utilisation de la technologie d'inspection interne pour gérer l'intégrité du pipeline et réduire la probabilité des défaillances s'est avérée fructueuse. Dans la plus récente expérience d'EPI sur 32 km de la canalisation n° 3 en aval de Hardisty, l'outil de DUF a réussi à détecter tous les défauts qui auraient, autrement, entraîné une défaillance sous la pression des essais hydrostatiques. D'après les demandeurs, cet outil d'inspection des fissures peut également détecter des défauts presque critiques qui n'auraient pas entraîné de défaillance pendant un essai hydrostatique, mais qui auraient présenté plus de risque avec le temps. Cependant, les demandeurs ont reconnu que la probabilité de détection de l'outil de DUF n'est pas de 100 % (le fournisseur parle de 95 %); pas plus qu'il n'a une précision de 100 % dans la mesure des défauts. Les demandeurs se sont engagés à fournir les résultats de l'analyse de fiabilité de l'outil de DUF dans le cadre de la première ÉT requise par l'Office.

L'Office a fait valoir qu'une autorisation pour l'inversion de la canalisation n° 13 nécessite que les demandeurs procèdent à des essais hydrostatiques sur la totalité ou sur des parties de la canalisation n° 13, si l'ÉT ne démontre pas de façon suffisante que le pipeline peut commencer son service de transport de diluant en toute sécurité. Les demandeurs ont indiqué que d'autres options telles que des essais non destructeurs des inspections ou des investigations supplémentaires ne seraient pas à écarter.

Opinion de l'Office

L'Office s'attend à ce qu'ESL soit informée de l'expérience passée et présente d'EPI dans l'exploitation de la canalisation n° 13 et dans les activités de contrôle de l'intégrité en vue d'assurer l'intégrité et l'exploitation de la canalisation n° 13 en toute sécurité. Les deux sociétés se sont engagées à se conformer aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07, ainsi qu'à adopter le PGI d'EPI.

L'Office remarque que la clause 10.14.2.2 de la norme CSA Z662-07 (version anglaise) traite de l'intégrité des réseaux de pipeline existants et stipule ce qui suit :

> [Traduction]
>
> Si l'exploitant a l'intention d'exploiter le réseau de canalisations à une pression bien supérieure à la pression d'exploitation établie, ce qui peut entraîner des défaillances dans le réseau de canalisations, il doit effectuer une évaluation technique pour déterminer quels tronçons

peuvent faire l'objet de défaillances, et si ces tronçons conviennent pour la pression d'exploitation prévue.

Remarque : l'intention d'un exploitant d'augmenter la pression d'exploitation d'un réseau de canalisations qui, par le passé, a été exploité bien au-dessous de sa pression d'exploitation maximale est un exemple.

De plus, les clauses 10.14.2.3 et 10.14.6.4 de la norme CSA Z662-07 stipulent que des essais sous pression peuvent être nécessaires si l'ÉT révèle que des parties du réseau de pipelines sont sujettes à défaillance ou si l'information n'est pas disponible pour compléter l'ÉT.

L'Office reconnaît qu'EPI a mis en œuvre des mesures correctives et qu'aucune défaillance de tubes de canalisation n'a été signalée sur la canalisation n° 13 depuis la fuite de 2002. Cependant, la présence de défaillances de fabrication dans les soudures continues sensibles à la croissance de fatigue induite par les cycles de pression demeure une préoccupation en raison du manque de données fournies à l'Office relativement à ce risque pour l'intégrité. L'Office a également considéré l'état du pipeline, l'expérience passée tirée après de nombreuses défaillances aux essais hydrostatiques et la constatation que le programme d'expansion des années 90 a rendu des sections de la canalisation n° 13 susceptibles à la fissuration par fatigue. De plus, compte tenu de l'absence de données disponibles et comme le service de transport de diluant consiste en une inversion du sens de l'écoulement, où certaines sections de canalisation seraient soumises à des pressions d'exploitation moyennes atteignant près de huit fois les pressions passées, l'Office est d'avis que même si les niveaux de PME sont respectés, une ÉT est nécessaire, conformément à la clause 10.14.2.2 de la norme CSA Z662-07.

Par conséquent, l'Office exigerait des demandeurs qu'ils déposent une ÉT au moins neuf mois avant l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13 afin de confirmer l'intégrité soutenue du pipeline. Si des renseignements s'avéraient non disponibles ou d'une fiabilité limitée et que des renseignements de remplacement s'avéraient nécessaires, les demandeurs peuvent procéder à d'autres essais non destructeurs, inspections ou investigations avant de déposer l'ÉT et proposer par la suite des solutions de remplacement à l'Office. Néanmoins, les demandeurs devront fournir des renseignements suffisants au plus tard neuf mois avant l'inversion du sens d'écoulement afin de permettre à l'Office de déterminer si la canalisation n° 13 est adéquate pour assurer le transport de diluant. L'Office exige une telle assurance à cette date afin d'éviter toute contrainte de temps mutuelle advenant la nécessité d'essais hydrostatiques. Tel qu'il est souligné dans les conditions proposées, les demandeurs seront tenus de soumettre à des essais hydrostatiques des

parties de la canalisation n° 13 si l'Office déterminait que l'ÉT ne répond pas adéquatement à ses préoccupations.

L'Office admet que les capacités améliorées des outils d'inspection interne à haute résolution permettent aux sociétés de pipeline d'optimiser l'établissement des intervalles d'inspection et de réparations. L'Office remarque que les demandeurs font appel à la technologie d'inspection interne et s'y fient, mais il prévient que les inexactitudes marginales associées à une probabilité de détection de 95 % de l'outil de DUF peuvent devenir importantes. De plus, des parties le long des 1 242 km de la canalisation n° 13 n'ont seulement subi qu'un passage de l'outil de DUF jusqu'à maintenant, tandis qu'aucune inspection interne de fissures n'aura été exécutée sur les parties restantes (soit environ la moitié de la longueur de la canalisation n° 13) avant 2008. L'Office exigerait des demandeurs de démontrer qu'ils détiennent suffisamment de données validées sur l'emplacement des fissures, leurs dimensions et leurs taux de croissance sur toute la longueur du pipeline. En outre, l'Office rappelle aux demandeurs leur engagement à inclure dans l'ÉT une analyse de la fiabilité de l'outil de DUF, ainsi qu'une comparaison entre les données géométriques d'inspection interne recueillies en 2006 et les constatations d'excavation, particulièrement en ce qui a trait aux enfoncements fissurés potentiels. L'Office invite les demandeurs à consulter la norme American Petroleum Institute (API) 1163, *In-line Inspection Systems Qualification Standard* (ou toute autre norme analogue) pour avoir des indications sur la qualification du procédé d'inspection interne et les résultats.

L'ÉT initiale doit être révisée au plus tard six mois après l'inversion du sens d'écoulement. L'ÉT révisée doit intégrer des données d'exploitation réelles de la canalisation n° 13 en service de transport de diluant pour ajuster les taux de croissance estimatifs des défectuosités et les intervalles d'inspection interne, au besoin.

4.2.3 Construction et exploitation

4.2.3.1 Programmes d'assemblage

Les modifications à la canalisation n° 13 peuvent exiger le soudage de tuyauterie remplie de liquide. Si les soudures sont effectuées sur des composants de pipeline remplis de liquide avec EC (EC) supérieur à 0,50 %, alors en vertu du paragraphe 38(3) du RPT-99, la société doit soumettre à l'approbation de l'Office les exigences techniques et procédés de soudage ainsi que les résultats des essais d'agrément de procédé.

Opinion de l'Office

L'Office demande et passe en revue les programmes d'assemblage lorsque le soudage est effectué sur des matériaux avec EC supérieur à 0,50 % pour vérifier que des procédés de soudage appropriés sont utilisés afin de

prévenir la fissuration à froid des aciers avec EC élevé. Le potentiel de fissuration par l'hydrogène différée augmente proportionnellement à l'EC des matériaux de base à assembler. Cet effet peut être aggravé par l'effet de trempe des liquides s'écoulant à l'intérieur du pipeline sur des dépôts de soudure à la surface des pipelines en service. En conséquence, l'Office demande que les programmes d'assemblage du projet d'inversion de la canalisation no 13 soient déposés auprès de l'Office.

4.2.3.2 Autorisation d'exemption pour la mise en service des installations du projet d'inversion de la canalisation n° 13

ESL a demandé à l'ONÉ une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi*, autorisant la construction et l'exploitation des installations de la canalisation n° 13 inversée et soustrayant ces installations à l'application des dispositions des articles 30 et 47 de la *Loi*.

4.2.3.3 Retrait du contenu de la canalisation n° 13 et remplissage de diluant

ESL et EPI ont indiqué qu'elles prépareraient conjointement un plan pour le retrait du contenu actuel de la canalisation n° 13. Ils ont indiqué que ce plan prévoirait une méthode efficiente et rentable de replacer le contenu de la canalisation n° 13 d'EPI dans d'autres installations d'EPI. EPI s'est engagée à présenter à l'Office le plan de retrait du contenu avant sa mise en œuvre.

À la fin des activités nécessaires de construction et de démarrage pour faciliter la livraison de diluant, ESL commencera le remplissage de la canalisation n° 13 inversée avec le diluant fourni par les expéditeurs d'ESL conformément à la convention de service de transport (CST). ESL consultera ses expéditeurs pour conclure une entente sur la fourniture de diluant pour le remplissage de façon rapide et rentable (plan de remplissage de diluant). Avant de commencer les activités de remplissage, ESL s'est également engagée à informer l'Office du plan de remplissage de diluant.

Opinion de l'Office

EPI concevra les installations d'inversion de la canalisation n° 13 conformément aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07. Au cours de la construction, les inspecteurs vérifieraient la mise en œuvre par EPI de ses plans de conception et du contrôle de la qualité assuré. Par la supervision de la construction, l'Office surveillerait la construction et la mise en service pour s'assurer du respect des normes. L'Office estime satisfaisant l'engagement d'EPI à soumettre avant leur mise en œuvre son plan de retrait du contenu et son plan de remplissage de diluant. À la lumière de ces mesures, l'Office est convaincu que les installations liées au projet d'inversion de la canalisation n° 13 pourraient être mises en service en toute sécurité pour le transport et qu'aucune ordonnance d'autorisation de mise en service ne serait nécessaire.

4.2.3.4 État de préparation et intervention en cas d'urgence

ESL a indiqué que le PIU existant d'EP comprend les ressources d'intervention d'urgence, les vulnérabilités environnementales et les points de contrôle qui ont été spécifiquement identifiés pour la canalisation n° 13. ESL a ajouté que tous les aspects de son PIU seraient applicables à un pipeline transportant du diluant et qu'aucune mesure supplémentaire ne serait nécessaire.

Plusieurs groupes d'intérêt ont exprimé des préoccupations à propos du franchissement de la rivière Saskatchewan Sud. Des préoccupations ont été soulevées relativement à l'aptitude du personnel des demandeurs à atteindre rapidement le franchissement de la rivière Saskatchewan Sud en cas de déversement ou de fuite. Ils se sont également dit inquiets de la coordination des mesures d'urgence avec les autorités locales en aval et de la quantité d'hydrocarbures qui pourraient gagner la rivière Saskatchewan Sud avant la fermeture du pipeline. Certains groupes d'intérêt avaient des préoccupations particulières à l'égard d'un déversement ou d'une fuite pour l'eau potable et l'utilisation récréative de la rivière en aval du franchissement.

ESL s'est engagée à rencontrer l'Office après l'inversion du sens d'écoulement du pipeline et la remise en service du pipeline afin de discuter de ses plans d'intervention d'urgence relativement à la rivière Saskatchewan Sud.

Opinion de l'Office

L'Office considère prudent de la part d'ESL de procéder à un exercice d'intervention d'urgence à ce franchissement de rivière. L'Office demanderait à ESL d'effectuer cet exercice dans les six mois de la mise en service du pipeline et de lui faire rapport des résultats.

L'Office entend également rencontrer ESL pour discuter du programme d'intervention d'urgence d'ESL en rapport avec le franchissement de la rivière Saskatchewan Sud lorsque le pipeline sera en service.

4.2.4 Questions relevant de la partie IV

4.2.4.1 Caractère adéquat de la capacité contractuelle dans des pipelines de transporteur public

Le paragraphe 71(1) de la *Loi* exige qu'une société exploitant un pipeline de transport de pétrole offre des services à toute partie désireuse d'expédier du pétrole par son pipeline. Si la capacité d'un oléoduc est offerte à contrat, l'Office examine le processus d'appel de soumissions et la capacité disponible pour des envois à la demande en considérant si l'exploitant du pipeline agit de façon conforme à ses obligations de transporteur public.

4.2.4.2 Appel de soumissions et capacité disponible

EPI a indiqué que durant son premier appel de soumissions, elle a reçu des engagements dépassant la capacité prévue de 28 600 m^3/j (180 000 b/j) pour le pipeline de diluant. Les expéditeurs engagés se sont vu assigner une capacité au pro rata jusqu'à un maximum total de

25 740 m^3/j (162 000 b/j) afin de conserver une part de la capacité pour les expéditeurs à la demande. Par la suite, des engagements ont été résiliés, totalisant 13 506 m^3/j (85 000 b/j), résultant en des volumes engagés totalisant 12 234 m^3/j (77 000 b/j).

Un deuxième appel de soumissions, communiqué directement à 32 sociétés, y compris toutes les sociétés ayant exprimé auparavant leur intérêt à l'égard du Projet, a été offert à des conditions similaires, sans autres engagements de la part d'expéditeurs. La seule durée offerte était de 15 ans. ESL prévoit que des appels de soumissions futurs, à des conditions relativement similaires à celles de la CST existantes, sont possibles. Les durées seraient fixes pour le reste des 15 années restantes des contrats des expéditeurs engagés et certains ajustements devraient être apportés aux CST proposées, car certaines clauses de résiliation ne seraient plus pertinentes. ESL a également indiqué que les expéditeurs engagés actuels ont un droit de premier refus sur toute capacité offerte dans un appel de soumissions futur.

Opinion de l'Office

En théorie, l'Office n'est pas opposé à des combinaisons de capacité donnée à contrat dans des pipelines de transporteur public. Dans des décisions précédentes, l'Office a conclu qu'un exploitant d'oléoduc agit de façon conforme à ses obligations de transporteur public lorsqu'un appel de soumissions est effectué de façon appropriée et que les installations sont soit immédiatement extensibles ou qu'une capacité est laissée disponible pour des commandes mensuelles. En l'occurrence, l'Office est d'avis que l'appel de soumissions effectué assurait à tous les expéditeurs potentiels une occasion juste et égale de participer.

En ce qui a trait à la tenue d'un autre appel de soumissions, l'Office constate qu'ESL a accordé à ses expéditeurs engagés un droit de premier refus si un autre appel est envisagé. L'Office remarque que, durant l'audience, aucun expéditeur potentiel ne s'est présenté pour indiquer sa ferme intention d'expédier en permanence, et personne n'a contesté le caractère équitable du droit de premier refus consenti par ESL à ses expéditeurs engagés.

4.2.4.3 Méthode de réglementation

Aux fins de la réglementation des droits et tarifs, ESL a demandé d'être réglementée comme société du groupe 2 en fonction des plaintes, dans la mesure où le statut de groupe 2 n'empêche pas l'Office d'autoriser ses principes de calcul des droits et tarifs. Si cette désignation n'est pas possible, ESL demande le statut de société du groupe 1 avec autorisation de ses principes de calcul des droits et tarifs. ESL a indiqué qu'il n'existait pas de négociations pour l'ensemble de l'industrie, mais que les principes de calcul des droits et tarifs étaient le résultat de négociations entre ESL et les expéditeurs engagés signataires de la CST.

Opinion de l'Office

Dans sa détermination d'une société comme appartenant au groupe 1 ou au groupe 2, l'Office a considéré par le passé : la taille des installations, le fait que les services de transport sont fournis ou non pour des tierces parties et le fait que le pipeline est réglementé ou non en vertu de la méthodologie classique de coût du service. Étant donné que les principes relatifs aux droits ont été négociés avec les expéditeurs engagés d'ESL et qu'il n'y a qu'une seule canalisation et un seul produit expédié, l'Office a conclu qu'ESL devait être désignée comme état une société du groupe 2. ESL est donc tenue de se conformer aux exigences du paragraphe 5(2) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* et tous les droits déposés en vertu de l'alinéa 60(1)*a)* de la *Loi* doivent être accompagnés de documentation à l'appui.

Le Projet contient la première canalisation de diluant à être réglementée par l'Office. C'est pourquoi l'Office estime qu'une supervision de réglementation supplémentaire est appropriée pour veiller à ce que tous les expéditeurs qui affectent des volumes à la canalisation bénéficient d'un accès raisonnable et que la prime dans les droits pour les volumes non engagés ne devienne pas un obstacle déraisonnable pour les expéditeurs à la demande potentiels. L'Office demande donc à ESL de produire l'information sur les volumes de diluant transporté, y compris les volumes et produits provenant des envois de diluant. Cette information trimestrielle doit être produite séparément pour les envois engagés et non engagés, et déposée annuellement. Cette information doit être déposée pendant la période d'essai des cinq premières années d'exploitation de la canalisation n° 13. L'Office ordonne également à ESL de déposer annuellement l'information sommaire sur les nouvelles demandes de service engagé. L'information déposée doit comprendre le nombre de demandes, les volumes et le nombre d'expéditeurs. En cas de litige à propos des droits imputés ou de la durée de l'accès au pipeline ou du transport par le pipeline, tous les expéditeurs, qu'ils aient ou non signé une CST à long terme, auront le droit de déposer une plainte devant l'Office.

L'Office constate également que, bien que le marché du diluant puisse évoluer, il est toujours possible que des sociétés du même groupe que l'entité exploitant le pipeline réglementé y participent. Pour veiller à ce qu'une telle participation ne donne pas lieu à des préoccupations relatives à un conflit d'intérêts, l'Office demande qu'ESL produise pour approbation un Code de conduite au moins 60 jours avant l'exploitation de la canalisation n° 13 inversée, portant sur les questions suivantes :

- atténuation de la position dominante sur le marché et promotion d'une concurrence équitable
- prévention d'un traitement indûment préférentiel

- prévention de l'interfinancement
- coûts du transfert
- gouvernance de l'indépendance des entreprises
  - partage des employés et d'autres ressources
  - indépendance de l'exploitation et des finances
  - indépendance de la direction
  - indépendance physique
- confidentialité
- programme de conformité, vérification et pénalités
- règlement des différends
- supervision réglementaire

4.2.4.4 Principes de calcul des droits

ESL a demandé l'approbation, en vertu de la partie IV de la *Loi*, de la méthodologie de conception des droits pour la canalisation n° 13 conformément aux conditions détaillées dans les principes de calcul des droits dans la CST. ESL et les expéditeurs engagés ont convenu par contrat d'une méthode de calcul des droits. ESL a indiqué que les principes de calcul des droits convenus par les expéditeurs engagés constituent un élément essentiel de la relation contractuelle entre elle et ces expéditeur afin d'assurer un certain degré de certitude à l'égard des droits imputés au cours des 15 premières années de l'inversion de la canalisation n° 13.

ESL a proposé d'offrir deux types de services sur la canalisation n° 13 inversée. Le premier type de service est offert aux expéditeurs engagés, qui ont signé une convention de service qui prévoit le transport d'un volume quotidien stipulé pendant une durée initiale de 180 mois civils. Le second type de services, non engagé, est fourni aux expéditeurs qui n'ont pas signé de convention de services ou aux expéditeurs engagés qui souhaitent transporter des volumes en sus des volumes engagés convenus dans la convention de services. Le droit proposé pour la deuxième catégorie de services sera au moins le double du droit prévu pour les expéditeurs engagés.

Règle générale, les principes de calcul des droits prévoient des droits tenant compte du plein coût du service. Les droits pour une année civile donnée seront sujets à ajustement après la fin de cette année civile afin de tenir compte des différences entre le coût de service estimatif et le coût de service réel, des produits provenant des droits non engagés et les économies d'énergie pour les volumes de diluant qui ne sont pas transportés jusqu'à Edmonton (Alberta).

Les principes clés de calcul des droits comprennent les points principaux suivants :

- Généralités
  - Méthodologie du coût du service
  - Concrétisation de certains éléments de besoins en produits pour l'année suivante

    - Ratio de droits entre volumes non engagés et volumes engagés non inférieur à deux fois
- Base tarifaire
    - Pour inclure les dépenses en immobilisations et la provision pour fonds utilisés durant la construction relatifs à l'acquisition et au transfert de la canalisation n° 13, tous les coûts associés à l'inversion de la canalisation n° 13 et tous les coûts de mise en valeur associés à l'inversion de la canalisation n° 13 et les coûts de remplacement de capacité.
- Rendement sur la base tarifaire
    - Structure du capital présumée de 70 % d'emprunt et de 30 % de capitaux propres
    - Rendement des capitaux propres nominal de 10 % à 14 % selon l'écart entre les coûts en capital réels et l'estimation de septembre 2006
- Allocation pour impôts sur les bénéfices
    - Allocation pour impôts sur les bénéfices comme si ESL était une entreprise de transport par pipeline autonome assujettie à la méthode de l'impôt exigible
- Les produits comprennent (entre autres)
    - 100 % des produits du transporteur provenant du transport de volumes non engagés, si ces volumes sont inférieurs à 23 800 m^3/j (150 000 b/j)
    - 75 % des produits du transporteur provenant du transport de volumes non engagés, si ces volumes sont supérieurs à 23 800 m^3/j (150 000 b/j).

Les demandeurs ont indiqué que le prix de transfert de la canalisation n° 13 proposé garantit qu'il n'y ait pas de changement net à la base tarifaire et à la structure du capital du réseau principal au Canada. Les demandeurs ont ajouté qu'il y aurait des gains d'efficacité pour les expéditeurs du réseau principal par le transfert de la canalisation n° 13 et le rôle d'EPI dans les activités courantes du pipeline de diluant et par les produits supplémentaires provenant de l'utilisation de la solution de remplacement que constituent les réservoirs de dégagement de la canalisation n° 2 à Cromer.

D'autres caractéristiques non listées dans les principes clés comprennent le droit de premier refus des expéditeurs engagés actuels advenant une demande future d'appel de soumissions.

ESL a déposé un mémoire de Kathleen McShane de Foster Associates (McShane) à l'appui du caractère raisonnable de l'utilisation d'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % et d'un rendement du capital-actions ordinaire de base de 12,0 %.

M^me^ McShane a relevé les points forts suivants dans le Projet Southern Lights :

- durée de 15 ans des CST;
- méthodologie du coût du service limitant l'exposition de l'exploitant du pipeline au risque de coût et volume pour toute la durée des CST;
- solvabilité des expéditeurs engagés;

- solides données économiques fondamentales de l'industrie de mise en valeur des sables bitumineux.

De plus, elle a cité les risques ou points faibles spécifiques du projet suivants :

- au-delà de la durée de 15 ans des CST, le pipeline conserverait un risque de volume;
- le rendement des capitaux propres sera fixe pendant 15 ans;
- les investisseurs de capitaux propres prennent certains risques :
  - de dépassement des coûts de construction;
  - de coûts de développement, si le projet ne va pas de l'avant.

M^me^ McShane a fourni une estimation de la fourchette appropriée de rendements des capitaux propres pour un risque comparable. Cette comparaison portait sur les rendements d'autres pipelines réglementés par l'ONÉ (Trans Mountain Pipeline, Trans-Nord, Maritimes and Northeast Pipelines, Alliance, Brunswick et projets de pipelines pour la vallée du Mackenzie). M^me^ McShane a reconnu que plusieurs des données comparables sont des rendements négociés et que ceux-ci seront probablement plus élevés que l'application des résultats de la formule du rendement des capitaux propres de l'Office.

ESL a également demandé à l'Office d'approuver son tarif de transport de diluant. Ce tarif comporte des éléments d'un tarif de pipeline de transport de liquides, y compris les spécifications de qualité, les rajustements au titre de la péréquation, les appels de soumissions et les commandes, les paiements et les privilèges du transporteur.

Opinion de l'Office

L'Office remarque que les principes de calcul des droits et le tarif de transport de diluant sont les résultats d'ententes avec les expéditeurs engagés d'ESL. Au cours de l'audience, aucun intervenant ne s'est objecté aux principes de calcul des droits. L'Office est d'avis que le processus de négociation est un processus de concessions réciproques, où une partie peut faire une concession sur un enjeu important par ailleurs afin d'obtenir un résultat global favorable. L'Office accepte donc les principes de calcul des droits et le tarif comme un tout. En conséquence, l'Office approuve les principes de calcul des droits et le tarif pour l'inversion de la canalisation n^o^ 13.

En tant que transporteur public, ESL doit continuer de fournir des services à des conditions raisonnables. L'obligation de transporteur public a été traitée en détails dans les Motifs de décision de l'Office MH-4-96 portant sur la demande de service de Pan Canadian Petroleum Limited, où l'Office faisait remarquer qu'une série de décisions commerciales et de réglementation sur de nombreuses années avaient mené au développement d'obstacles matériels et de réglementation pour l'accès des LGN à un

réseau à faibles coûts. Dans sa décision sur l'accès spécifique faisant l'objet de la demande, l'Office a commenté, à la page 14 :

> La décision actuelle de l'Office vise à lever, dans l'immédiat, les obstacles auxquels PanCanadian se heurte pour lui permettre de devenir un expéditeur enregistré de LGN; cependant, l'Office croit que d'autres compagnies pourraient, au fil du temps, souhaiter obtenir des droits identiques ou semblables afin de pouvoir bien soutenir la concurrence sur le marché des LGN. Sous ce rapport, il incombe à l'Office de garantir que les conditions d'accès aux oléoducs et aux autres types de pipelines favorisent le libre jeu des forces du marché, dans tout le secteur des hydrocarbures, et que tous les expéditeurs éventuels de LGN aient accès aux services de transport les plus efficaces et économiques que possible.

L'Office estime qu'il a une responsabilité similaire dans le cas présent et surveillera donc l'application des principes de calcul des droits approuvés pour veiller à ce qu'ils continuent de résulter en des droits justes et raisonnables.

Chapitre 5

Projet de remplacement de capacité

5.1 Conception du Projet

On trouvera ci-dessous une description des travaux et enjeux techniques associés aux deux volets du projet de remplacement de capacité.

5.1.1 Modifications à la canalisation n° 2

Ce volet du projet de remplacement de capacité n'exige ni construction d'un nouveau pipeline ni modifications à la canalisation, aux vannes de pipeline ou aux sas de racleurs de la canalisation n° 2 existante d'un diamètre extérieur de 610 mm (NPS 24) remontant aux années 50. Ce volet consiste en des modifications à la canalisation no 2 pour accroître la capacité annuelle à 70 300 m^3/j en y ajoutant des unités d'injection d'agent réducteur de traînée (ART) dans certaines stations de pompage existantes de la canalisation n° 2. De plus, les modifications à la canalisation n° 2 comprennent des modifications et des remplacements de pompes et de moteurs dans certaines installations de pompage de la canalisation n° 2,

Après l'exécution d'une analyse hydraulique sur toute la longueur de la canalisation n° 2 afin de déterminer la combinaison optimale de la puissance utile des pompes et d'unités d'injection d'ART qui permettrait d'obtenir la capacité souhaitée de 70 300 m^3/j, EPI a déterminé qu'elle aurait à effectuer des modifications dans toutes les 22 unités de pompage de la section canadienne du pipeline. Les modifications sont variées, allant de l'installation de nouvelles pompes, au remplacement ou à la modification de pompes pour obtenir la puissance voulue. De plus, l'analyse hydraulique recommandait l'ajout, la remise en service ou le déplacement d'unités d'injection d'ART. Les travaux proposés dans chaque station de pompage sont présentés au tableau 3-4 de l'annexe 5-1 de la demande.

EPI a indiqué que la conception hydraulique supposait que les pressions de refoulement maximales de chaque installation de pompage seraient limitées aux pressions de refoulement maximales présentement établies par EPI dans chaque section de la canalisation n° 2. EPI a également indiqué que ces pressions de refoulement sont inférieures aux PME actuelles de la canalisation n° 2.

Les travaux de construction associés aux modifications à la canalisation n° 2 commenceront au début de 2008, en fonction d'une date cible d'entrée en service du 30 septembre 2008.

5.1.2 Pipeline Lc

La conception du pipeline Lc prévoit environ 288 km de nouvelle canalisation avec composants et installations connexes. EPI a indiqué que le pipeline exigerait la construction de nouvelles unités de pompage dans trois stations de pompage d'EPI existantes à Cromer, à Glenboro et à

Manitou. Ces nouvelles installations de pompage seraient situées à des emplacements distincts des installations de pompage existantes d'EPI, mais sur les sites des stations de pompage existantes d'EPI. Le pipeline serait conçu pour transporter du pétrole brut et exploité à faible pression de vapeur (FPV). EPI a indiqué qu'elle se conformerait aux exigences de code applicables pour l'épaisseur minimale de la couverture.

EPI entend commencer la construction du pipeline Lc au début d'août 2008, bien que les travaux des stations de pompage commenceront plus tôt. La date d'entrée en service prévue est le 31 décembre 2008.

Conception des tubes

Dans sa demande, EPI a indiqué que les tubes du pipeline Lc seraient en acier de nuance 483 (X70) et fabriqués au moyen d'un processus de soudage à joint longitudinal ou hélicoïdal conforme aux normes de fabrication de tubes CSA Z245.1 ou API 5L. Comme l'indique le tableau 2-4 de l'annexe 5-1 de la demande, le pipeline serait d'un diamètre extérieur de 508 mm et l'épaisseur de sa paroi serait de 6,4 et de 6,7 mm, sauf aux passages à niveau découverts, où elle serait de 10,2 mm.

EPI a déposé des mises à jour techniques pour le pipeline Lc consistant en des révisions de la section 2.3.2 et du tableau 2-4 de l'annexe 5-1 de la demande. Dans ces mises à jour, EPI a indiqué qu'elle installerait une section de nuance 550 (X80), avec une épaisseur de paroi équivalente à celle des tubes proposés de nuance 483 (X70), pour raffiner les techniques de soudage et de manutention. Le tableau 2-4 révisé montre que l'épaisseur de la paroi de tous les tubes serait de 6,4 mm, sauf aux passages à niveau à découvert où elle serait de 10,2 mm.

EPI a indiqué que le pipeline contiendra de courtes longueurs de tubes à parois très épaisses, requises pour le franchissement des routes et des grands cours d'eau. La longueur et l'épaisseur des parois de ces segments à parois très épaisses seraient déterminées en fonction des évaluations techniques effectuées au cours de la conception détaillée.

EPI a choisi de ne pas utiliser des tubes de 6,7 mm d'épaisseur pour le premier tronçon de 24,2 km en aval de la station de Cromer pour laquelle la demande initiale faisait état d'une PME de 10 200 kPa. Le tableau 2-4 indique que la pression prévue sur toute la longueur du pipeline Lc serait maintenant de 9 650 kPa. Le tableau révisé présente également la puissance des pompes nécessaires pour les trois stations.

Revêtement

EPI a indiqué que la principale protection anticorrosion serait assurée par un revêtement époxydique appliqué par fusion en usine. Aux emplacements où des dommages au revêtement peuvent être constatés aux franchissements ou pendant la construction, EPI peut appliquer un revêtement supplémentaire résistant à l'abrasion ou utiliser d'autres revêtements comme le blindage de canalisation, le rembourrage au sable ou le revêtement en béton. Conformément à la conception de pipeline courante, EPI a indiqué qu'un dispositif de protection cathodique serait utilisé comme mesure anticorrosion secondaire.

Essais de pression hydrostatique

Le RPT-99 et la norme CSA Z662-07 exigent qu'un pipeline destiné au transport à FPV (comme le transport de pétrole brut) subisse d'abord un essai de pression avant d'être mis en service. Cet essai de pression a deux utilités. Premièrement, la composante de résistance d'un essai de pression vérifie l'intégrité du pipeline et son aptitude à soutenir la PME prévue avec une marge de sécurité minimale de 1,25. Deuxièmement, l'essai de fuites garantit que le pipeline est étanche avant d'être mis en service. Principalement pour des raisons de sécurité, les essais de pression sont effectués à l'aide d'un milieu liquide tel que l'eau (essai hydrostatique). EPI prévoit de procéder aux essais hydrostatiques du pipeline Lc conformément aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662.

5.2 Intégrité

Comme il s'agit d'un pipeline existant d'EPI, la canalisation n° 2 est et continuera d'être exploitée conformément aux normes et programmes existants d'EPI, ce qui comprend le PGI (décrit à la section 3.5.2). De plus, EPI a indiqué que le nouveau pipeline Lc serait pleinement incorporé aux activités de gestion de l'intégrité d'EPI et que le projet de remplacement de capacité serait conforme aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07.

5.2.1 Pressions d'utilisation de la canalisation n° 2

EPI a procédé à une analyse hydraulique sur toute la longueur de la canalisation n° 2 afin d'accroître la capacité annuelle du pipeline à 70 300 m^3/j en optimisant la conception de la puissance des pompes avec des unités d'injection d'ART. L'analyse hydraulique supposait que les pressions de refoulement maximales en aval de chaque installation de pompage seraient limitées aux pressions de refoulement maximales courantes, qui sont inférieures à la PME courante de la canalisation n° 2.

5.2.2 Épaisseur des tuyaux du pipeline Lc et épaisseur de la couverture

Les MPLA/SAPL ont exprimé certaines préoccupations en matière de sécurité et d'intégrité à propos de l'épaisseur de la couverture, soit 0,9 m dans le sol, le facteur de classe d'emplacement de 1 et l'épaisseur des parois de 6,4 mm pour le pipeline Lc. Les MPLA/SAPL ont proposé que le pipeline Lc soit installé à une profondeur de 1,5 m plutôt qu'à 0,9 m et qu'EPI utilise des tubes aux parois plus épais conformément aux exigences de la classe d'emplacement 3.

EPI a indiqué qu'une charge de surface sécuritaire d'un tube dépend de l'épaisseur de la couverture et d'autres facteurs, notamment l'épaisseur des parois des tubes. EPI a convenu qu'une augmentation de l'épaisseur de la couverture de 0,9 m à 1,5 m permettrait généralement une augmentation de la charge de surface admissible sur le dessus des tubes.

EPI a fait valoir que, pour des pipelines assurant du transport à FPV comme le pipeline Lc, les exigences de conception de la norme CSA Z662 relatives à l'épaisseur de couverture et à l'épaisseur de la paroi ne dépendant pas des facteurs de classe d'emplacement. En conséquence, la norme CSA Z662 prévoit une épaisseur minimale de 0,6 m pour les pipelines à FPV, qu'ils soient en zone urbaine ou rurale. EPI a fait remarquer que la couverture totale au-dessus du

nouveau pipeline Lc varierait généralement de 1,05 m à 1,1 m, en tenant compte de la terre végétale ajoutée par-dessus le sol de construction à 0,9 m. De plus, les demandeurs ont déposé un document intitulé *Enbridge Southern Lights Acceptable Agricultural Equipment Crossings (at 0.9 m cover)*, qui indique qu'aucune limite ne serait prévue au franchissement sécuritaire du pipeline Lc par les véhicules et l'équipement agricoles, et qu'une marge de sécurité substantielle permettrait certaines profondeurs plus superficielles que 0,9 m.

Surveillance et mesures d'atténuation

EPI a expliqué qu'en plus de satisfaire aux exigences de la norme CSA Z662, ses pipelines sont intégrés à un programme de surveillance périodique qui comprend des relevés d'arpentage de l'épaisseur de couverture et des excavations régulières de contrôle de l'intégrité. Le PGI d'EPI et certaines méthodes de gestion de la corrosion incluent l'utilisation de revêtements à haut rendement, un système de protection cathodique et des inspections internes et réparations périodiques. De même, EPI a énuméré des mesures pour réduire au minimum les contacts non autorisés avec le pipeline, qui ont permis de prévenir efficacement les défaillances attribuables aux dommages occasionnés par des tiers depuis dix ans le long de la canalisation n° 2, de la canalisation n° 13 et le long du tracé proposé du pipeline Lc.

EPI a décrit ses mesures d'atténuation lorsque l'épaisseur de couverture devient plus superficielle que 0,6 m :

- panneaux supplémentaires et gestion lorsque la sécurité publique n'est pas compromise et lorsque l'utilisation du sol le permet, généralement sur une courte période;
- protection mécanique dans des zones superficielles, telles que des fossés;
- ajout de couverture supplémentaire dans des secteurs non sujets à l'érosion;
- enfouissement plus profond du pipeline dans des zones agricoles sujettes à l'érosion.

Le 19 octobre 2007, les MPLA/SAPL ont indiqué qu'elles avaient résolu leurs préoccupations relatives à la demande, après avoir conclu une entente avec EPI. L'entente de règlement énumère plusieurs engagements pris entre les parties pour régler des questions comme l'arpentage de l'épaisseur de couverture, la couverture au-dessus du pipeline et l'utilisation de matériel agricole et les activités agricoles non autorisées sans examen ultérieur par EPI.

Opinion de l'Office

L'Office juge que le projet de remplacement de capacité sera conforme aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07, ainsi qu'au PGI appliqué par EPI.

L'accroissement de la capacité de pétrole brut dans la canalisation n° 2 sera obtenu sans augmenter la PME par le recours efficace à la modernisation des installations de pompage et l'ajout ou la remise en service d'unités d'injection d'ART. L'Office n'a aucune préoccupation en matière d'intégrité à l'égard des modifications à la canalisation n° 2, car

l'amplitude des pressions d'exploitation ne sera pas modifiée de façon significative au point de réduire l'intégrité de la canalisation.

L'Office est d'avis que le pipeline Lc sera construit au moyen de méthodes modernes éprouvées ou évoluées de fabrication, de soudage et de revêtement qui préviendront, réduiront au minimum ou retarderont la survenance de défectuosités liées à l'intégrité. L'Office est d'avis qu'il est approprié que, avant d'être mis en service pour le transport du pétrole brut, le pipeline Lc fasse l'objet d'essais hydrostatiques sous pression conformément à la norme CSA Z662-07 afin de valider les méthodes de conception et de construction d'EPI, ainsi que l'intégrité initiale du pipeline. L'Office estime que l'épaisseur de la couverture et l'épaisseur des parois des tubes proposées sont adéquates pour le service prévu et l'emplacement du pipeline Lc. EPI doit assurer l'intégrité du pipeline et la sécurité publique de façon soutenue par son PGI; la conformité avec les normes ou règlements applicables sera vérifiée par l'Office au moyen d'inspections ou de vérifications. En particulier, EPI doit appliquer ou améliorer, au besoin, ses mesures de prévention des dommages occasionnés par des tiers, ainsi que les pratiques régulières d'atténuation et de surveillance de l'épaisseur de couverture décrites dans les mémoires des demandeurs.

5.3 Construction et exploitation

5.3.1 Programmes d'assemblage

EPI n'a pas terminé l'élaboration des programmes d'assemblage pour le projet de remplacement de capacité. Cependant, la preuve présentée par EPI constitue un cadre de travail pour l'élaboration courante de ces programmes.

En ce qui a trait au pipeline Lc, EPI a indiqué que des programmes d'assemblage seraient élaborés selon les exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662. Dans la demande, EPI a formulé des déclarations de haut niveau concernant l'assemblage de pipeline. EPI a indiqué que le soudage annulaire de chantier des tubes de canalisation du pipeline Lc se ferait par soudage à l'arc manuel avec électrode enrobée (SMAW) ou par soudage à l'arc mécanisé sous gaz avec fil plein (GMAW). Le soudage d'attache pour le pipeline Lc comporterait une combinaison de procédé manuel SMAW et de soudage semi-automatique au fil fourré. Toutes les soudures annulaires de chantier feraient l'objet d'essais non destructeurs au moyen de méthodes d'inspection ultrasonique ou radiographique.

Les modifications à la canalisation n° 2 peuvent exiger le soudage de tubes remplis de liquide. Si les soudures sont effectuées sur des composants de pipeline remplis de liquide avec EC supérieur à 0,50 %, ce qui est possible, EPI devrait alors soumettre à l'approbation de l'Office les exigences techniques et procédés de soudage ainsi que les résultats des essais d'agrément de procédé, en vertu du paragraphe 38(3) du RPT-99.

Opinion de l'Office

En ce qui a trait au pipeline Lc, l'Office considère présentement l'utilisation de tubes de nuance 550 et certaines des techniques d'assemblage et d'END connexes à cette nuance de tubes comme étant nouvelles, n'ayant pas fait leurs preuves ou exigeant une attention particulière. En ce qui a trait à la canalisation n° 2, l'Office exige un programme d'assemblage prévoyant le soudage sur des matériaux avec EC supérieur à 0,50 % pour s'assurer que des procédés de soudage appropriés sont utilisés afin de prévenir la fissuration à froid des aciers avec EC élevé. L'Office remarque que le potentiel de fissuration par l'hydrogène différée augmente proportionnellement à l'EC des matériaux de base à assembler. Cet effet peut être aggravé par l'effet de trempe des liquides s'écoulant à l'intérieur du pipeline sur des dépôts de soudure à la surface des pipelines en service.

Compte tenu de l'état de la canalisation n° 2 et de l'utilisation proposée de tubes de nuance 550 pour le pipeline Lc, l'Office exige d'EPI qu'elle dépose ses programmes d'assemblage pour fins d'examen afin de s'assurer que des procédés de soudage et des techniques et procédés d'END soient employés. EPI doit démontrer, dans la préparation de documentation des programmes d'assemblage, la capacité des procédés d'END et des techniciens d'EPI de repérer et d'évaluer avec constance et précision la taille des défaillances anticipées des procédés de soudage.

5.3.2 Autorisation de mise en service des installations liées aux modifications de la canalisation n° 2 et des installations de station Lc

EPI a demandé que l'Office, à la délivrance d'un certificat pour le pipeline Lc, rende une ordonnance en vertu de l'article 58 de la *Loi* exemptant les installations de station Lc de l'application de l'alinéa 30 (1)*b)* et de l'article 47 de la *Loi*.

ESL a également demandé à l'ONÉ une ordonnance en vertu de l'article 58 de la *Loi*, autorisant la construction et l'exploitation des installations liées aux modifications à la canalisation n° 2 et soustrayant ces installations à l'application des articles 30 et 47 de la *Loi*. Cette ordonnance exempterait EPI d'avoir à obtenir une ordonnance l'autorisant à mettre en service les installations liées aux modifications à la canalisation n° 2.

Opinion de l'Office

Les ordonnances demandées à l'égard des installations de station Lc et des modifications à la canalisation n° 2 exempteraient EPI d'avoir à demander des ordonnances l'autorisant à mettre en service ces installations.

EPI concevra les installations de station Lc et les modifications à la canalisation n° 2 conformément aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-07. Au cours de la construction, les inspecteurs vérifieront la

mise en œuvre par EPI de ses plans de conception et du contrôle de la qualité assuré. Par la supervision de la construction, l'Office s'assurera que les installations ci-dessus sont sécuritaires et que la construction et la mise en service seront surveillées pour s'assurer du respect des normes.

Par conséquent, en vertu de l'article 58 de la *Loi*, l'Office exempte les installations de station Lc et les modifications à la canalisation n° 2 de l'exigence d'obtenir des ordonnances d'autorisation de mise en service.

5.4 Questions socioéconomiques

L'Office demande aux entreprises de cerner et d'évaluer les effets qu'un projet peut avoir sur la situation socioéconomique, ainsi que l'atténuation des effets négatifs et le rehaussement des avantages du projet.

5.4.1 Utilisation du sol

Dans sa demande, EPI a indiqué que la plupart des terrains traversés par le pipeline Lc consiste en des terres agricoles appartenant à des intérêts privés. La demande indiquait également que la municipalité de Morden (Manitoba) et un terrain de golf local pourraient être touchés par le pipeline Lc. Les questions de l'épaisseur de la couverture et des perturbations possibles pour la municipalité de Morden et pour le terrain de golf sont abordées ci-dessous.

Épaisseur de la couverture

La demande faisait état des préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers à propos de leur sécurité lorsqu'ils utilisent du matériel et des véhicules au-dessus de pipelines. Ces points ont également été soulevés par des intervenants dans la présente instance.

EPI a indiqué qu'elle installerait le pipeline projeté à une profondeur de 0,9 m, ce qui dépasse les normes de la CSA. EPI a indiqué que cette épaisseur de couverture assure une protection suffisante et permet au matériel généralement utilisé dans des activités agricoles de passer au-dessus du pipeline en toute sécurité.

Dans sa preuve, EPI a reconnu que son programme d'excavations de contrôle de l'intégrité a révélé des emplacements le long de pipelines adjacents au pipeline Lc proposé où l'épaisseur de la couverture était inférieure à 0,6 m. Dans ces cas, EPI indique que des mesures d'atténuation appropriées pour l'emplacement en particulier ont été appliquées, dont les suivantes : panneaux de signalisation et mesures de gestion de l'intégrité supplémentaires, ajout de couverture, enfouissement plus profond du pipeline et protection mécanique.

L'entente de règlement entre EPI et les MPLA/SAPL, déposée en preuve dans la présente instance, comprend une section portant sur l'épaisseur de la couverture. L'entente stipule qu'EPI entreprendra une étude de l'épaisseur de la couverture de ses canalisations existantes à proximité du pipeline Lc ou contigües et, si l'épaisseur s'avère inférieure à 0,6 m et que cette épaisseur réduite présente un problème de sécurité ou nuit aux activités agricoles, EPI ramènera cette

couverture à une épaisseur de 0,6 m, mettra en œuvre d'autres mesures d'atténuation ou compensera le propriétaire foncier des pertes ou dommages résultants.

Perturbations pour la municipalité de Morden et pour le terrain de golf

La demande indiquait que la municipalité de Morden et le terrain de golf local pourraient connaître des perturbations durant la construction.

EPI a confirmé qu'elle préparerait des plans de construction urbaine pour la municipalité de Morden et le terrain de golf et que ces plans seraient préparés en consultation avec les entités touchées. EPI s'est ensuite engagée à inclure ces plans de construction urbaine dans son plan de protection de l'environnement (PPE).

Opinion de l'Office

L'Office remarque qu'EPI a indiqué que les terrains d'environ 365 propriétaires fonciers privés et d'environ 277 locataires seront traversés au Manitoba. MPLA représente 178 propriétaires fonciers manitobains; il n'est pas clair si tous sont propriétaires de terrains le long du tracé du pipeline Lc.

La sécurité et la sécurité perçue des installations réglementées par l'ONÉ est une priorité pour l'Office. Les préoccupations en matière de sécurité relativement au pipeline Lc exprimées par les membres de la MPLA peuvent être résolues de façon satisfaisante par l'entente de règlement négociée avec EPI. Cependant, l'Office est conscient que des propriétaires fonciers non membres de la MPLA peuvent également avoir des préoccupations.

En gardant à l'esprit ces éventuelles préoccupations non résolues, l'Office constate qu'EPI construirait le pipeline Lc à une profondeur de 0,9 m, ce qui respecte amplement les normes de la CSA. De plus, l'Office exigerait d'EPI qu'elle mette en œuvre un programme de surveillance de l'épaisseur de la couverture. D'après l'Office, les préoccupations en matière de sécurité liées à l'épaisseur de la couverture seraient résolues adéquatement par l'application de ces mesures.

En ce qui a trait aux perturbations pour la municipalité de Morden et pour le terrain de golf local qui pourraient être occasionnées par la construction du pipeline Lc, l'Office est d'avis que la préparation de plans de construction urbaine en consultation avec les entités touchées devrait résoudre le problème adéquatement.

5.4.2 Services d'urgence et hébergement local

La demande a indiqué que les représentants de la police et des municipalités ont exprimé leurs préoccupations à l'égard des tensions potentielles pour les collectivités locales qui pourraient

découler de l'arrivée de travailleurs de la construction. La police a indiqué que l'importance des tensions dépendrait du comportement des travailleurs. Les représentants des municipalités ont fait valoir que les pressions sur l'hébergement local dépendraient de la planification et du calendrier de construction et de l'hébergement connexe.

EPI s'est engagée à résoudre ces préoccupations par la préparation et la mise en œuvre d'un plan d'hébergement de la main-d'œuvre et d'un code de conduite écrit. Ces deux documents seront joints au PIU du projet qui sera présenté à l'Office pour approbation avant le début des travaux de construction.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît les pressions que peut susciter l'arrivée de centaines de travailleurs de la construction pour les collectivités locales. En l'espèce, l'Office estime que les mesures prévues par EPI devraient éliminer les préoccupations soulevées par les représentants locaux de la police et des municipalités. En particulier, la préparation et la mise en œuvre d'un plan d'hébergement de la main-d'œuvre et d'un code de conduite permettront d'éliminer les préoccupations relatives au comportement des travailleurs et aux pressions sur l'hébergement. L'Office remarque l'engagement d'EPI à joindre ces deux documents à son PIU, qui sera soumis à l'Office pour approbation avant le début des travaux de construction. L'Office exigerait également que tous les engagements d'EPI soient affichés sur le site Web et mis à jour au moins une fois par trimestre.

L'Office s'attend à ce qu'EPI obtienne tous les permis et autorisations pertinents des organismes municipaux, provinciaux et fédéraux afin d'entreprendre la construction du pipeline Lc.

5.5 Questions relevant de la partie IV

5.5.1 Établissement des droits

EPI a demandé l'approbation, en vertu de la partie IV de la *Loi*, de la méthode d'établissement des droits devant s'appliquer aux modifications à la canalisation n° 2 et au pipeline Lc avant le transfert de la canalisation n° 13. On prévoit que le projet de remplacement de capacité fournira une capacité supplémentaire sur le réseau principal avant la fin de 2008, soit avant la date de clôture du transfert de la canalisation n° 13. La date de clôture projetée est le 31 décembre 2009, mais ne doit pas dépasser le 1er juillet 2010. La période entre la date d'entrée en service du projet de remplacement de capacité et la date de clôture pour le transfert de la canalisation n° 13 est appelée la période intermédiaire.

EPI a proposé que, comme les expéditeurs de son réseau principal auront accès à la fois à la canalisation n° 13 et à la capacité de remplacement durant la période intermédiaire, les coûts en capital et frais d'exploitation associés au projet de remplacement de capacité soient assumés par les expéditeurs de son réseau principal durant cette période. EPI a entrepris de déposer une

demande en vertu de la partie IV de la *Loi* pour recouvrer ces coûts durant la période intermédiaire, avant l'entrée en service des installations. L'ACPP a soutenu cette position.

EPI a indiqué que le prix de transfert de la canalisation n° 13 proposé garantit qu'il n'y ait pas de changement net à la base tarifaire et à la structure de capital du réseau principal au Canada. EPI a ajouté qu'il y aurait des gains d'efficacité pour les expéditeurs du réseau principal par le transfert de la canalisation n° 13 et le rôle d'EPI dans les opérations courantes du pipeline de diluant et par les produits supplémentaires provenant de l'utilisation de la solution de remplacement que constituent les réservoirs de dégagement de la canalisation n° 2 à Cromer.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucune partie ne s'est opposée à la méthode d'établissement des droits proposée. L'ACPP a accepté la proposition d'EPI voulant que les dépenses en immobilisations et frais d'exploitation associés au projet de remplacement de capacité soient assumés par les expéditeurs du réseau principal durant la période intermédiaire. L'Office est d'avis que, comme les expéditeurs d'EPI auront accès à la fois à la canalisation n° 13 et aux installations de remplacement de capacité durant la période intermédiaire, il est approprié que ces expéditeurs paient pour cet avantage. Par conséquent, l'Office est d'avis que la méthode d'établissement des droits demandée pour les modifications à la canalisation n° 2 et le projet de pipeline Lc avant le transfert de la canalisation n° 13, résulterait en des droits justes et raisonnables.

Avant l'entrée en service des installations, l'Office exigerait d'EPI qu'elle dépose une demande en vertu de la partie IV de la *Loi* pour recouvrer ces coûts durant la période intermédiaire.

Chapitre 6

Conclusions

6.1 Avantages et fardeaux du Projet Southern Lights

Le Projet comporte un certain nombre de demandes inter-reliées, dont des demandes relatives aux installations en vertu de la partie III de la *Loi*, des demandes relatives aux droits en vertu de la partie IV de la *Loi* et une demande de transfert en vertu de l'article 74 de la *Loi*. Aucune de ces demandes n'est indépendante l'une de l'autre. Elles sont toutes nécessaires pour le Projet. Par conséquent, bien que l'Office ait pris en compte les exigences individuelles de chaque demande, il s'est également demandé si le Projet est conforme à l'intérêt public.

Les éléments à prendre en considération et les critères à appliquer pour en arriver à une décision concernant l'intérêt public, ou le caractère d'utilité publique présent et futur, peuvent varier en fonction de divers facteurs, notamment la demande, l'emplacement, le produit en cause, les segments de population touchés par la décision, les valeurs collectives du moment et l'objet des dispositions pertinentes de la *Loi*. L'Office doit, après avoir soupesé toute la preuve déposée durant la procédure, exercer sa discrétion pour équilibrer les intérêts divers du public.

Dans l'ensemble, le Projet Southern Lights génère une vaste gamme d'avantages et de fardeaux.

Avantages

Sur le plan des avantages, l'Office estime que le Projet est une solution rentable pour le transport de diluant par une combinaison d'infrastructures existantes et de nouvelles constructions. La croissance prévue dans la production de pétrole lourd provenant des sables bitumineux dépasse grandement l'offre présentement disponible de condensat nécessaire à diluer la production brute. Les négociations avec des expéditeurs potentiels et un appel de soumissions ont permis aux demandeurs d'obtenir suffisamment d'engagements constituant un filet de sécurité pour les dépenses en immobilisations et frais d'exploitation du Projet en vertu de contrats à long terme. Le Projet assurera aux producteurs des sables bitumineux l'accès à un approvisionnement abondant de diluant à faibles coûts, que les demandeurs estiment nécessaire pour l'exploitation optimale des dépôts de sables bitumineux au profit de l'industrie et, en fin de compte, des consommateurs. Selon les demandeurs, le Projet devrait également assurer un débouché pour les raffineurs qui récupèrent des quantités additionnelles d'hydrocarbures légers dans des mélanges bitumineux; par conséquent, le Projet offre une solution potentielle de recyclage efficace.

Les avantages directs et indirects de la phase de construction du Projet sont estimés à 332,3 millions de dollars canadiens (en dollars de 2006), la vaste majorité des dépenses en en immobilisations (95 %, soit 247,5 millions de dollars) devant être consenties au Canada. Les effets économiques devraient consister en une augmentation de 133 millions de dollars du produit intérieur brut et en l'emploi de 1 794 personnes-années. Au cours de la phase de construction, un total de 33,9 millions de dollars en taxes et impôts devraient revenir aux gouvernements fédéral et provinciaux et aux municipalités.

Les expéditeurs qui ont conclu des CST à long terme profitent d'avantages sous formes de droits négociés concurrentiels, de certitude des prix et d'accès non réparti à la capacité du pipeline. Le Projet est également à l'avantage des expéditeurs qui ne sont pas disposés à conclure des ententes à long terme. Les demandeurs ont indiqué qu'une capacité suffisante sera conservée pour offrir aux expéditeurs non engagés des occasions de transport de diluant à destination d'Edmonton.

Bien que le Projet comporte le retrait de la canalisation n° 13 du service de transport de pétrole brut, les expéditeurs du réseau principal d'EPI devraient profiter du Projet de diverses façons compte tenu des modifications prévues à la canalisation n° 2 et du pipeline Lc. Grâce au Projet, la capacité annuelle du réseau principal de brut léger s'accroîtra de 7 500 m^3/jour (47 000 b/j), en volumes sortant de Cromer, tout comme la capacité annuelle pour recevoir des volumes entrant à Cromer. Une augmentation à court terme de la capacité annuelle du réseau principal de 34 800 m^3/jour (219 000 b/j) résultera de l'exploitation de la canalisation n° 2 et du pipeline Lc avant l'inversion de la canalisation n° 13. De plus, la qualité s'en trouvera améliorée en raison de la séparation des volumes de pétrole brut léger corrosif de Cromer de la canalisation n° 2 au pipeline Lc et l'élimination du dégagement sur la canalisation n° 2 à Cromer. On s'attend également à ce que le temps de transport diminue en raison des vitesses plus élevées dans les canalisations et de l'élimination du dégagement à Cromer. Il y aura également des volumes supplémentaires sur le réseau principal en raison de l'accroissement de l'approvisionnement de diluant permettant le transport de barils de brut lourd canadien. Autre avantage identifié pour les expéditeurs du réseau principal, le partage des frais d'exploitation avec ESL devrait permettre des gains d'efficacité opérationnelle, entraînant une réduction des droits du réseau principal d'environ 0,02 $/b pour tous les expéditeurs.

Fardeaux

La plupart des fardeaux associés au Projet sont de portée locale, comme c'est souvent le cas pour des installations linéaires fixes. Certains ont été cernés dans le REEP (voir l'annexe V). Bon nombre de ces fardeaux peuvent être atténués et l'Office a évalué et soupesé l'efficacité probable de mesures d'atténuation possibles pour parvenir à sa décision, en vertu de la *Loi*, voulant que le Projet ne soit pas susceptible d'entraîner des néfastes importants sur l'environnement. Néanmoins, certains effets ou fardeaux demeurent, et ils ont été pris en compte dans la décision de l'Office rendue en vertu de la partie III de la *Loi*.

Les fardeaux associés au Projet comprennent les perturbations directes du sol et des activités sur ce sol. L'Office reconnaît que ces perturbations pourraient occasionner des pertes temporaires d'usage et de jouissance de leurs propriétés pour les propriétaires fonciers, notamment pour ceux qui son propriétaires ou qui occupent les propriétés que traversera l'emprise du pipeline. Cependant, l'Office estime que, en utilisant l'infrastructure existante, en mettant en place des installations sur les sites existants d'EPI et en prévoyant le tracé du pipeline Lc le long de l'emprise existante, dans la mesure du possible, ces perturbations seront réduites au minimum. L'Office estime également que les engagements pris par les demandeurs de travailler en collaboration avec les propriétaires fonciers, notamment en établissant des comités conjoints et en assurant un suivi soigné des plaintes des propriétaires fonciers, réduira encore tout effet défavorable de la construction et de l'exploitation du pipeline.

Sans mesures d'atténuation appropriées, il est possible que la construction du pipeline Lc puisse perturber la municipalité de Morden et le terrain de golf local, ainsi qu'avoir des effets sur la disponibilité de l'hébergement local et sur les activités agricoles. L'Office est d'avis que les mesures d'atténuation proposées par le demandeur réduiront au minimum le potentiel de tels effets négatifs. En ce qui a trait aux perturbations pour la municipalité de Morden et pour le terrain de golf local qui pourraient être occasionnées par la construction du pipeline Lc, l'Office est d'avis que la préparation de plans de construction urbaine en consultation avec les entités touchées devrait résoudre le problème adéquatement. L'Office estime également que les mesures prévues par EPI élimineront les préoccupations soulevées par les représentants locaux de la police et des municipalités. En particulier, la préparation et la mise en œuvre d'un plan d'hébergement de la main-d'œuvre et d'un code de conduite permettront d'éliminer les préoccupations relatives au comportement des travailleurs et aux pressions sur l'hébergement.

L'Office est également conscient de préoccupations potentielles relatives à la sécurité du pipeline. La sécurité et la sécurité perçue des installations réglementées par l'ONÉ est une priorité pour l'Office. L'Office constate qu'EPI construira le pipeline Lc à une profondeur de 0,9 m, ce qui dépasse les normes de la CSA. De plus, l'Office exigera d'EPI qu'elle mette en œuvre un programme de surveillance de l'épaisseur de la couverture pour le pipeline Lc. En ce qui a trait à la canalisation n° 13, l'Office exigera en outre d'ESL qu'elle dépose une ÉT au moins neuf mois avant l'inversion de la canalisation n° 13 afin de confirmer l'intégrité soutenue du pipeline. Si l'Office détermine que l'ÉT n'élimine pas adéquatement ses préoccupations, il exigera qu'ESL procède à des essais hydrostatiques sous pression sur des parties de la canalisation n° 13. De plus, l'Office exigera également qu'ESL mène un exercice d'intervention d'urgence là où la canalisation n° 13 franchit la rivière Saskatchewan Sud et l'Office entend rencontrer ESL pour discuter du programme d'intervention d'urgence d'ESL relativement au franchissement de la rivière Saskatchewan Sud lorsque le pipeline sera en service. Ces mesures mises en œuvre, l'Office est d'avis que tout problème de sécurité en suspens des installations proposées serait réglé.

Plusieurs parties ont soulevé la possibilité d'inconvénients potentiels pour les Autochtones et leurs intérêts correspondants. L'Office est d'avis que des discussions permanentes entre les demandeurs et les peuples autochtones, combinées à un plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales, réduiront au minimum les conséquences potentielles pour tout site à vocation traditionnelle qui pourrait être découvert. De plus, le Projet comportera un intervalle de construction relativement bref, la vaste majorité des installations étant enfouies. Comme presque toutes les terres nécessaires au Projet n'étaient pas intactes auparavant, qu'elles appartiennent généralement à des intérêts privés, qu'elles servent principalement à des fins agricoles et qu'elles sont adjacentes à l'emprise d'un pipeline existant, l'Office est d'avis que les conséquences potentielles du Projet pour les intérêts autochtones seront atténuées de façon appropriée. L'Office est donc d'avis que les conséquences pour les intérêts des Autochtones seront probablement minimes.

Équilibre entre les avantages et les fardeaux

Ayant soupesé la totalité des avantages en fonction de la totalité des fardeaux, l'Office a déterminé que les avantages l'emportent sur les fardeaux et que le Projet est conforme à l'intérêt public.

Chapitre 7

Dispositif

Le texte qui précède constitue les Motifs de décision de l'Office à l'égard des demandes étudiées au cours de l'instance OH-3-2007.

En ce qui a trait au projet de pipeline de diluant, l'Office accorde à EPI l'autorisation en vertu de l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi* de vendre la canalisation n° 13 conformément aux conditions énoncées dans la convention de transfert. En conséquence, l'Office accorde également à ESL l'autorisation en vertu de l'alinéa 74(1)*b)* de la *Loi* d'acheter la canalisation n° 13 conformément aux conditions énoncées dans la convention de transfert. L'Office approuve la méthodologie proposée pour déterminer le prix de transfert et, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la *Loi*, exempte les demandeurs de l'application du paragraphe 15(4) du RNCO. L'Office approuve également que la base tarifaire du réseau principal d'EPI soit réduite du prix de transfert, de telle sorte que les valeurs comptables nettes du pipeline Lc et des modifications à la canalisation n° 2 soient effectivement compensées dans la base tarifaire du réseau principal d'EPI à la date de clôture plutôt que de virer la somme du profit ou de la perte du compte 31 (Dépréciation accumulée – installations de transport) ou du compte 32 (Amortissement accumulé – installations de transport) au compte 402 (Revenu extraordinaire) ou au compte 422 (Déductions extraordinaires du revenu), selon le cas, comme le prévoit le paragraphe 40(2) du RNCO.

L'ONÉ accorde à ESL une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi*, autorisant la construction et l'exploitation des installations de la canalisation n° 13 inversée et soustrayant ces installations à l'application des dispositions des articles 30, 21 et 47 de la *Loi*.

L'Office s'attend à ce que les demandeurs demandent en temps utile toute modification nécessaire aux certificats régissant l'exploitation de la canalisation n° 13, à la suite de l'inversion de cette canalisation et de son transfert.

En ce qui a trait au projet de remplacement de capacité, l'Office approuve la demande d'EPI en vertu de l'article 52 de la *Loi* et recommandera à la gouverneure en conseil qu'un certificat soit délivré, sous réserve de certaines conditions (voir l'annexe III). De plus, l'Office délivre à EPI une ordonnance en vertu de l'article 58 de la *Loi* soustrayant les installations de station Lc à l'application des dispositions des alinéas et paragraphes 30(1)*b)*, 31*c)* et 31*d)* et de l'article 47 de la *Loi*. De plus l'Office accorde à EPI une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi*, autorisant EPI à construire et exploiter les installations liées aux modifications à la canalisation n° 2 et soustrayant ces installations à l'application des articles 30, 31 et 47 de la *Loi*. Enfin, l'Office approuve la méthode d'établissement des droits devant s'appliquer aux modifications à la canalisation n° 2 et au pipeline Lc avant le transfert de la canalisation n° 13 d'EPI à ESL.

Étant donné la nature inter-reliée des demandes, les ordonnances ci-jointes n'entreront en vigueur aux fins de commencer la construction de l'une ou l'autre des installations qu'au moment de la délivrance d'un certificat pour le pipeline Lc. De même, l'autorisation de transfert de la canalisation n° 13 est assujettie à la délivrance du certificat demandé.

S. Crowfoot
Membre présidant l'audience

S. Leggett
Membre

K. Bateman
Membre

Calgary (Alberta)
Février 2008

Annexe I

Liste de questions – OH-3-2007

L'Office a relevé les questions suivantes afin qu'elles soient examinées au cours de l'audience (la liste n'est pas exhaustive) :

1. La nécessité des projets proposés

2. La faisabilité économique des projets proposés.

3. Le caractère approprié de la méthode de calcul des droits proposée, de la méthode de réglementation des droits et du tarif, et du prix de transfert des installations de la canalisation n° 13

4. L'incidence potentielle des projets sur le plan commercial.

5. Le caractère raisonnable du processus d'appel de soumissions et l'exploitation proposée du pipeline de diluant dans un contexte de capacité sous contrat.

6. Le caractère approprié du tracé général du pipeline Lc.

7. Le caractère approprié de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations proposées, qu'elles soient nouvelles, modifiées ou converties.

8. Les éventuels effets environnementaux et socioéconomiques des installations proposées, qu'elles soient nouvelles, modifiées ou converties, y compris les éléments décrits au paragraphe 16(1)[1] de la LCÉE ;

9. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office.

10. Les incidences du Projet sur les groupes autochtones.

---

1 **16.** (1) L'examen préalable, l'étude approfondie, la médiation ou l'examen par une commission d'un projet portent notamment sur les éléments suivants :

a) les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement;

b) l'importance des effets visés à l'alinéa a);

c) les observations du public à cet égard, reçues conformément à la présente loi et aux règlements;

d) les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets environnementaux importants du projet;

e) tout autre élément utile à l'examen préalable, à l'étude approfondie, à la médiation ou à l'examen par une commission, notamment la nécessité du projet et ses solutions de rechange, dont l'autorité responsable ou, sauf dans le cas d'un examen préalable, le ministre, après consultation de celle-ci, peut exiger la prise en compte.

Annexe II

Décisions de l'ONÉ sur les requêtes et instructions

Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA) et Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL) - Avis de requête daté du 6 juillet 2007
Décision n° 1 datée du 27 juillet 2007

Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA) et Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL) - Avis de requête n° 2 daté du 12 juillet 2007
Décision n° 2 datée du 9 août 2007

Instructions concernant l'avis de requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo datée du 26 octobre 2007

Office national de l'énergie

National Energy Board

Destinataires : Toutes les parties à l'instance OH-3-2007

Ordonnance d'audience OH-3-2007
Projet pipelinier Southern Lights
Avis de requête présenté par la Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA) et la Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL), en date du 6 juillet 2007
Décision n° 1

Madame, Monsieur,

Contexte

L'Office national de l'énergie a reçu en date du 9 mars 2007 des demandes apparentées concernant le projet Southern Lights de la part d'Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL), et d'Enbridge Pipelines Inc. (EPI), collectivement désignées « les demandeurs ». Le projet Southern Lights est constitué, d'une part, d'un projet de pipeline de diluant, qui consiste à transférer d'EPI à ESL la partie canadienne de la canalisation n° 13, actuellement affectée au transport de pétrole brut vers le sud, et à inverser le sens de l'écoulement de cette canalisation de sorte qu'elle serve au transport de diluant depuis la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), à Edmonton; et, d'autre part, du projet de remplacement de capacité, qui consiste à construire un pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif de 286 km (pipeline Lc), qui s'étendrait de Cromer (Manitoba) à la frontière canado-américaine, près de Gretna, et à apporter plusieurs modifications à la canalisation n° 2. Ce deuxième projet vise à contrebalancer la réduction de la capacité de transport de pétrole brut vers le sud sur le réseau d'EPI qu'entraînerait l'affectation de la canalisation n° 13 au transport de diluant vers le nord.

Le 17 avril 2007, l'Office a diffusé l'ordonnance d'audience OH-3-2007 au sujet du projet Southern Lights. L'ordonnance détaillait le calendrier de l'instance Southern Lights, dont l'audience orale devait débuter le 13 août 2007. Depuis la publication de l'ordonnance d'audience, et conformément au calendrier des activités qui y était contenu, les demandeurs ont déposé une preuve additionnelle et répondu à diverses demandes de renseignements. De plus, plusieurs intervenants ont déposé une preuve qui a suscité un certain nombre de demandes de renseignements.

Le 30 mai 2007, EPI a présenté une demande à l'Office pour faire approuver la construction du projet d'agrandissement Alberta Clipper, soit un nouvel oléoduc qui s'étendrait de Hardisty (Alberta) à la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), et la perception de droits établis suivant la méthode de tarification proposée dans la demande.

.../2

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone 403-292-4800
Télécopieur/Facsimile 403-292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Telephone/Telephone 1-800-899-1265
Télécopieur/Facsimile 1-877-288-8803

Le 28 juin 2007, l'Office a publié l'ordonnance d'audience OH-4-2007 portant sur le projet d'agrandissement Alberta Clipper et a convoqué une audience publique orale devant débuter le 5 novembre 2007. Les personnes désireuses d'intervenir à l'audience avaient jusqu'au 30 juillet 2007 pour en faire la demande.

Requête de la MPLA et de la SAPL en date du 6 juillet 2007

La MPLA et la SAPL sont des intervenants dans le cadre de l'instance OH-3-2007. Le 6 juillet 2007, elles ont déposé une requête en vue d'obtenir des ordonnances ayant l'un ou l'autre des effets suivants :

a) ajourner l'audience portant sur les demandes d'Enbridge Southern Lights GP Inc. (au nom d'Enbridge Pipelines Inc.) concernant le transfert et l'inversion du sens de l'écoulement de la canalisation n° 13 et le projet de remplacement de capacité, et amalgamer cette audience avec celle portant sur la demande relative au projet d'agrandissement Alberta Clipper, présentée par Enbridge Pipelines Inc., qui doit débuter le 5 novembre 2007;

b) deuxième possibilité : ajourner au 5 novembre 2007 le début de l'audience portant sur le projet Southern Lights, qui se tiendrait au même moment et au même endroit que celle visant le projet d'agrandissement Alberta Clipper;

c) troisième possibilité : ajourner le début de l'audience visant le projet Southern Lights au moins jusqu'au 29 octobre 2007.

La MPLA et la SAPL ont soutenu que leur requête voulant que l'on amalgame les deux instances se justifiait du fait de l'interdépendance du projet Southern Lights et du projet d'agrandissement Alberta Clipper. À cet égard, elles ont souligné que le pipeline Le Southern Lights et l'oléoduc Alberta Clipper seraient construits dans la même servitude et approximativement au même moment, ce qui nécessiterait l'utilisation d'un espace de travail supplémentaire. Elles ont noté également que les promoteurs des deux projets avaient exécuté un programme conjoint de consultation publique, en partie pour la commodité des propriétaires fonciers, qu'Enbridge propose une entente de servitude qui prévoit la mise en place « d'un ou de plusieurs pipelines » et que la remise en état des lieux ne surviendrait qu'après la pose du deuxième pipeline. Elles ont également invoqué le fait que les évaluations des effets cumulatifs des deux projets étaient lacunaires, à leur avis.

La MPLA et la SAPL ont soutenu que, compte tenu de l'interdépendance des pipelines projetés Le Southern Lights et Alberta Clipper, et des préoccupations qu'elles entretenaient au sujet des stratégies d'atténuation prévues pour contrer les effets cumulatifs des deux projets, il était impérieux qu'elles puissent participer aux deux instances. Insistant sur les dépenses de temps et d'argent que supposait la participation aux processus réglementaires établis, elles ont déclaré que les propriétaires fonciers se verraient imposer un fardeau excessif s'il leur fallait prendre le temps de participer, à leurs propres frais, à deux audiences orales distinctes devant l'Office.

.../3

Elles ont souligné que les propriétaires fonciers membres de la MPLA couraient le risque qu'Enbridge construise deux nouveaux pipelines à travers leurs exploitations agricoles, tandis que les membres de la SAPL s'inquiétaient que la détermination des enjeux qui importent pour les propriétaires d'exploitations agricoles dans le cadre de l'audience Southern Lights ne prédétermine les questions à traiter au cours de l'audience Alberta Clipper.

La MPLA et la SAPL ont déclaré que des raisons convaincantes et impérieuses militent en faveur du regroupement des audiences et que la tenue de deux audiences orales distinctes occasionnerait un sérieux gaspillage de temps et de ressources de la part de toutes les parties intéressées et créerait beaucoup de double emploi. Elles ont prétendu que l'Office ne pourrait trancher correctement la demande visant le projet Southern Lights sans entraver l'exercice de son pouvoir de décision à l'égard de l'autre demande et que l'adoption d'une « démarche globale » pour l'examen des demandes serait préférable à leur étude en deux étapes distinctes.

La MPLA et la SAPL ont aussi souligné que l'actuelle date de début de l'audience orale Southern Lights coïncidera probablement avec la récolte d'automne au Manitoba et en Saskatchewan et qu'elles ne pourraient donc participer au processus qu'au prix de gros sacrifices personnels.

L'Office a été saisi d'un certain nombre de mémoires concernant la requête. Il note que l'Alberta Federation of Labour a déposé des commentaires sur la requête plusieurs jours après l'expiration du délai prévu à cette fin, soit après que des parties dont la position allait à l'encontre de la sienne avaient présenté leurs observations. Comme l'Alberta Federation of Labour n'a pas fourni d'explications au sujet du retard qu'elle avait mis à présenter ses observations et du préjudice qui serait causé à d'autres parties en les privant de la possibilité de répondre à ses commentaires, l'Office n'a pas tenu compte de ses observations au moment de trancher la requête.

Parties en faveur de la requête

Aucune autre partie n'a présenté des commentaires à l'appui de la requête de la MPLA et de la SAPL dans les délais fixés par l'Office.

Parties opposées à la requête

Plusieurs mémoires à l'encontre de la requête ont été déposés dans les délais impartis par l'Office. Devon Canada Corporation, Suncor Energy Marketing Inc., BP Canada Energy Company Limited, Baytex Energy Ltd., Statoil North America, Inc. et l'ACPP craignaient que l'ajournement des processus réglementaires n'ait pour effet de retarder la mise en place d'une capacité supplémentaire de transport de pétrole brut pour laquelle il existe un besoin pressant, ce qui serait contraire à l'intérêt public. En particulier, l'ACPP a soutenu que si les modifications à la canalisation n° 2 et la construction du pipeline Le avaient lieu à la même période que le projet d'agrandissement Alberta Clipper, cela repousserait leur date d'achèvement de la fin de 2008 à 2010 et aggraverait le risque de dépassements de coûts dans le cas des deux projets. Baytex Energy Ltd. et Statoil North America, Inc. s'inquiétaient pour leur part des effets éventuels d'un retard sur la disponibilité de diluant.

...4

L'ACPP a aussi fait valoir que le projet Southern Lights et le projet d'agrandissement Alberta Clipper sont des initiatives distinctes, ayant des promoteurs différents. Elle a affirmé que dans le cas de Southern Lights, les demandeurs ont réuni toutes les composantes du projet en une demande en tous points convenable et qu'ils étaient en droit d'obtenir que celle-ci soit entendue dans des délais opportuns. Devon a prétendu qu'une fois établi le processus d'examen d'un projet, l'on s'attend à ce que les échéances associées à un tel processus soient respectées. BP Canada Energy Company Limited a repris l'argument selon lequel Southern Lights et Alberta Clipper sont des projets différents, qui mettent en jeu des promoteurs, des parties, des tracés, des produits et des chemins critiques différents.

Les demandeurs ont argué que les faits présentés dans la requête étaient sélectifs et incomplets. Ils ont mentionné d'autres faits que la requête passe sous silence, notamment que le projet Southern Lights englobe plusieurs demandes, que les demandes relatives au transfert et à l'inversion du sens de l'écoulement de la canalisation n° 13 et la demande concernant les modifications à la canalisation n° 2 ne comportent pas la construction de nouvelles canalisations ni l'acquisition de terrains, et que l'aménagement du pipeline Le ne suppose pas la construction de canalisations ni l'acquisition de terrains en Alberta ou en Saskatchewan. Les demandeurs ont souligné que le calendrier du projet tenait pour acquis que l'approbation réglementaire des demandes qui en faisaient partie serait accordée au plus tard le 31 décembre 2007. Ils ont indiqué que le projet Southern Lights avait été conçu pour répondre au besoin de l'industrie de disposer d'approvisionnements supplémentaires en diluants dans l'Ouest canadien, tandis que le projet d'agrandissement Alberta Clipper visait à répondre au désir de l'industrie d'accroître la capacité d'acheminement par pipeline à partir de l'Ouest canadien, afin d'absorber la production escomptée de pétrole provenant des sables bitumineux, et ferait partie intégrante du réseau principal actuel d'Enbridge. Les demandeurs ont aussi noté que les deux projets avaient des dates cibles d'achèvement différentes. Selon eux, il ressort de ces faits additionnels que Southern Lights et Alberta Clipper sont des projets distincts ayant chacun leur raison d'être, qu'ils sont assujettis à des ententes commerciales différentes conclues avec des parties différentes et qu'ils obéissent à des calendriers différents.

À propos des allégations formulées dans la requête selon lesquelles la demande relative au projet Southern Lights omettait d'évaluer et de traiter convenablement les effets cumulatifs conjugués du projet envisagé et des pipelines existants d'Enbridge, et de fournir des stratégies d'atténuation adéquates pour contrer ces effets, les demandeurs ont soutenu que ces assertions seraient examinées à l'audience OH-3-2007 et qu'elles ne constituaient pas un motif valable pour ajourner l'audience.

En ce qui touche la requête voulant que l'on amalgame les audiences des deux projets et l'argument de la MPLA à l'effet qu'elle ne pouvait pas se permettre la dépense de temps et d'argent qu'exigerait sa participation à deux audiences orales, les demandeurs ont souligné qu'ils ne prévoyaient poser des questions qu'à un seul des propriétaires fonciers membres de la MPLA ayant déposé une preuve et qu'ils étaient disposés à collaborer avec l'Office et les intervenants pour faire en sorte que le moment de sa comparution à l'audience soit fixé de façon à lui occasionner le moins de frais et de dépenses de temps possible.

.../5

Quant à l'assertion de la SAPL selon laquelle il fallait amalgamer les audiences de crainte que la détermination des enjeux qui importent pour les propriétaires d'exploitations agricoles dans le cadre du projet Southern Lights ne prédétermine les questions qui seraient abordées au cours de l'audience portant sur le projet d'agrandissement Alberta Clipper, les demandeurs ont argué que le projet Southern Lights ne comportait pas la construction de nouvelles canalisations ni l'acquisition de terrains en Saskatchewan et que c'est une règle de droit bien connue qu'aucun comité d'audience de l'Office n'est lié par la décision d'un autre comité d'audience.

Les demandeurs ont indiqué que l'Office a reconnu qu'il arrive souvent que les audiences se recoupent dans une certaine mesure à cause de la nature de l'industrie et qu'il envisagerait la possibilité d'entendre des demandes distinctes en même temps si faire le contraire donnait lieu à un abus de procédure ou occasionnait un sérieux gaspillage de temps et de ressources de la part de l'Office et de toutes les parties. Les demandeurs ont admis qu'il pourrait y avoir un certain recoupement entre le projet Southern Lights et le projet d'agrandissement Alberta Clipper pour ce qui est des questions qu'ils soulèvent pour certains propriétaires fonciers au Manitoba; cependant, ils ont soutenu qu'aller de l'avant avec l'audience OH-3-2007, tel que prévu, n'entraînerait pas un abus de procédure ni un gaspillage sérieux de temps et de ressources. Les demandeurs ont souligné que l'Office est tenu de par la loi d'entendre une demande pour autant qu'elle soit complète et non présentée au coup par coup à des fins inappropriées. Ils ont soutenu que les demandes constituant le projet Southern Lights sont complètes et que, par conséquent, l'Office a l'obligation légale de les entendre sans retard.

Pour conclure, les demandeurs ont fait remarquer que l'Office doit rendre une décision conforme à l'intérêt public, ce qui englobe les intérêts de tous les Canadiens, y compris ceux de la MPLA et de la SAPL, des demandeurs, des expéditeurs et des producteurs de pétrole de l'Ouest canadien. Les demandeurs étaient d'avis que retarder le processus d'approbation du projet Southern Lights et les dates de mise en service des installations du projet n'irait pas dans le sens de l'intérêt public canadien.

Réplique de la MPLA et de la SAPL

La MPLA et la SAPL ont soutenu qu'il ne fallait pas prêter attention aux commentaires selon lesquels les ajournements demandés pourraient retarder la date de la mise en service du projet Southern Lights puisqu'ils prennent pour acquis que l'Office approuvera le projet. Elles ont noté qu'on n'avait produit aucune preuve établissant qu'un ajournement du début de l'audience aux dates proposées empêcherait que l'Office rende une décision sur les demandes au plus tard le 31 décembre 2007. Elles ont souligné, de plus, que plusieurs des assertions de l'ACPP, dont celle portant qu'il y aurait un plus gros risque de dépassements de coûts dans le cas des deux projets si Southern Lights devait se dérouler pendant la même période que le projet d'agrandissement Alberta Clipper, n'étaient étayées par aucune preuve et qu'il ne fallait pas en tenir compte.

...6

La MPLA et la SAPL ont souligné que l'Office se doit de tenir compte du point de vue des propriétaires fonciers directement touchés, qui devront composer avec la pose de deux pipelines supplémentaires, à moins de cinq mètres l'un de l'autre, dans un espace de un à deux ans. Elles ont déclaré qu'il est essentiel que l'Office ajourne l'audience visant le projet Southern Lights autant pour tenir compte des préoccupations que les propriétaires entretiennent au sujet des propositions des demandeurs que pour concrétiser ses propres objectifs, à savoir favoriser la participation des parties prenantes et garantir l'équité et la justice naturelle.

En ce qui touche les commentaires de BP Energy, la MPLA et la SAPL ont fait valoir que l'intérêt de BP Canada pour l'instance tient au fait qu'elle est propriétaire de raffineries aux États-Unis et que l'Office devrait accorder plus d'importance aux préoccupations des propriétaires fonciers canadiens directement touchés par les projets pipeliniers, étant donné qu'il doit trancher les enjeux à régler au mieux de l'intérêt public canadien.

La MPLA et la SAPL ont noté qu'il appartenait à l'Office de déterminer le processus à suivre et qu'elles n'avaient pas demandé que les projets avancent à l'unisson.

Elles ont expliqué que le transfert de la canalisation n° 13 d'EPI à une autre société suscite de graves inquiétudes chez les propriétaires fonciers et que le fait que les demandeurs n'acquièrent pas de nouveaux terrains ne signifie pas que la proposition relative à la canalisation n° 13 n'aura pas de conséquences sur les propriétaires fonciers.

La MPLA et la SAPL ont soutenu qu'au vu de la prétendue omission de la part des demandeurs d'examiner convenablement les effets cumulatifs du projet, la mesure demandée était nécessaire pour aider à faire en sorte que l'Office ait en main des renseignements suffisants sur le projet d'agrandissement Alberta Clipper au moment de l'audition de la demande visant le projet Southern Lights.

En ce qui concerne la participation des propriétaires fonciers à l'audience et les commentaires des demandeurs selon lesquels ils n'entrevoyaient questionner qu'un seul des propriétaires ayant déposé une preuve, la MPLA et la SAPL ont soutenu que la participation des propriétaires fonciers à l'audience ne se résume pas à la présence d'un seul représentant à l'audience orale. Elles ont indiqué, en effet, que leurs membres souhaitaient assister à l'audience orale pour apprendre de première main comment les demandeurs comptent résoudre leurs préoccupations, ainsi que pour entendre la preuve de tous les témoins, fournir des renseignements et des instructions à leurs avocats et écouter les plaidoiries. Elles ont souligné, de plus, que les demandeurs n'avaient fait aucune suggestion quant aux moyens que l'Office pourrait prendre pour faciliter la participation des propriétaires fonciers à l'audience. Elles ont offert de collaborer avec l'Office afin d'arrêter un calendrier d'audience combiné pour novembre 2007, qui serait consacré aux questions d'intérêt pour les propriétaires fonciers, et ont indiqué que cette solution permettrait d'entendre avant novembre 2007 les questions non reliées aux terrains et aux propriétaires fonciers.

.../7

La MPLA et la SAPL ont souligné que les préoccupations de la SAPL concernant la possibilité que des décisions que l'Office rendrait sur des questions intéressant les propriétaires fonciers au cours de l'audience Southern Lights n'influencent sa décision subséquente dans le cadre du projet d'agrandissement Alberta Clipper découlaient du fait que les demandeurs avaient déposé des évaluations environnementales et socioéconomiques (EESE) presque identiques pour les deux projets. Elles ont conclu que le fait de ne pas examiner durant la même instance, ou des instances consécutives, les lacunes similaires d'évaluations des effets cumulatifs faites à l'égard de projets qui seront construits l'un après l'autre, dans la même servitude, à la suite d'un processus commun de consultation et en utilisant les mêmes méthodes de construction, de remise en état, d'atténuation et d'indemnisation, constituait un abus de procédure et un sérieux gaspillage de temps.

Opinion de l'Office

Amalgame des instances portant sur les projets Southern Lights et Alberta Clipper

L'Office estime que les demandeurs ont généralement le droit de formuler leur demande de la manière qu'ils jugent convenable. L'Office est tenu de par la loi d'entendre une demande à condition qu'elle soit complète et non présentée au coup par coup à des fins inappropriées. L'Office a déjà reconnu qu'en raison de la nature de l'industrie, il arrive souvent que des audiences se recoupent dans une certaine mesure. Néanmoins, si l'Office juge que le fait d'examiner des demandes séparément donnerait lieu à un abus de procédure ou un sérieux gaspillage de temps et de ressources de sa part et de celle de toutes les parties, il peut exiger qu'elles soient entendues ensemble.

L'Office croit comprendre que les questions d'intérêt qui se recoupent dans le projet d'agrandissement Alberta Clipper et le projet pipelinier Southern Lights se rapportent principalement à la demande visant la construction du pipeline Le. Les parties n'ont pas soulevé de préoccupations au sujet de recoupements possibles entre le projet Alberta Clipper et les autres demandes constituant le projet Southern Lights, qui portent sur le transfert et l'inversion de la canalisation n° 13 et les modifications à la canalisation n° 2. L'Office constate, toutefois, qu'il y a un lien entre le besoin de construire le pipeline Le, dont les parties ont fait état, et le transfert et l'inversion de la canalisation n° 13.

D'après l'Office, il n'est pas apparent que les promoteurs de Southern Lights et du projet d'agrandissement Alberta Clipper procèdent par voie de demandes distinctes dans le but d'éviter d'être assujettis à une compétence ou un processus quelconque, ou pour fragmenter un projet. Du reste, aucune des parties n'a allégué que tel était le cas. Tout au contraire, l'Office croit qu'il existe une démarcation légitime entre les demandes constituant le projet pipelinier Southern Lights et le projet d'agrandissement Alberta Clipper. Bien que les demandeurs et l'Office aient pris des mesures pour amalgamer les processus associés aux deux instances, notamment par la conduite de séances de présentation et d'un programme de consultation publique communs, il n'en demeure pas moins que les deux projets ont chacun leur raison d'être. La MPLA et la SAPL soulignent que l'oléoduc Alberta Clipper et le pipeline Le Southern Lights seront aménagés dans la même servitude à peu près au même moment, mais le comité d'audience croit comprendre que, dans l'ensemble, les deux projets ont des échéanciers distincts.

…/8

L'Office garde à l'esprit le fait que plusieurs des parties opposées à la requête ont laissé entendre que si l'obtention des autorisations réglementaires requises était retardée, cela retarderait la mise en service de la capacité additionnelle découlant des modifications à la canalisation n° 2 et de la construction du pipeline Le, pour laquelle il existe un besoin pressant. L'Office souligne que les modifications prévues à la canalisation n° 2 et l'aménagement du nouveau pipeline Le ont pour but de compenser la perte de capacité résultant de l'inversion proposée de la canalisation n° 13, qui ne surviendra que quelques années après que les modifications à la canalisation n° 2 et le pipeline Le sont censés entrer en service.

L'Office souhaite utiliser au maximum le temps consacré à l'audience tout en tenant compte des contraintes temporelles dont ont fait état la MPLA et la SAPL. Celles-ci ont exprimé leur ferme désir de rehausser l'efficacité du processus d'audience et d'éviter le gaspillage de temps et de ressources. L'Office est disposé à accéder à leur requête pour ce qui est de remédier au conflit entre le calendrier de l'audience orale Southern Lights et la période de récolte. Cependant, il se préoccupe aussi de l'utilisation efficace du temps et des ressources, et s'attend donc à ce que toutes les parties collaborent ensemble pour garantir une utilisation optimale du temps d'audience.

Après examen des mémoires présentés dans les délais qu'il avait fixés pour le dépôt de commentaires sur la requête en date du 6 juillet 2007, l'Office a décidé que l'audience orale portant sur le projet Southern Lights débutera le **lundi 13 août 2007, à 8 h 30, dans les bureaux de l'Office situés à Calgary (Alberta)**. Au cours des séances d'audience tenues à Calgary, l'Office s'attendra à ce que tous les intervenants, sauf la MPLA et la SAPL et la Première nation Dakota de Standing Buffalo, contre-interrogent les groupes de témoins des demandeurs sur toutes les questions qui les intéressent. Une fois que tous les intervenants, à l'exception des trois parties susmentionnées, auront eu la possibilité de contre-interroger les groupes de témoins des demandeurs, l'Office entendra le groupe de témoins du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCCÉP).

Une fois le contre-interrogatoire du groupe de témoins du SCCÉP terminé, l'Office ajournera l'instance. L'audience orale reprendra à **Regina (Saskatchewan) le lundi 20 août 2007, à 8 h 30, dans la salle Novara du Saskatchewan Trade & Convention Centre (hôtel Delta de Regina)**. La première nation Dakota de Standing Buffalo aura alors l'occasion de contre-interroger les groupes de témoins des demandeurs. L'Office entendra ensuite le groupe de témoins de la Première nation.

Après le contre-interrogatoire du groupe de témoins de la Première nation Dakota de Standing Buffalo à Regina, l'Office ajournera de nouveau l'audience. Celle-ci reprendra à **Brandon (Manitoba) le lundi 29 octobre 2007, à 8 h 30, dans un endroit à déterminer.** Dès la reprise de l'instance, la MPLA et la SAPL procéderont au contre-interrogatoire des groupes de témoins des demandeurs et présenteront leurs propres témoins. À l'issue du contre-interrogatoire des témoins de la MPLA et de la SAPL, l'Office entendra la contre-preuve des témoins, le cas échéant, et les plaidoiries orales. Les parties pourront déposer une plaidoirie écrite, mais celle-ci devra être reçue par toutes les autres parties avant le début de l'audition de la plaidoirie orale.

...10

L'Office demande que toutes les parties fassent de leur mieux pour rendre le processus d'audience aussi efficace et efficient que possible. Sous ce rapport, il enjoint à la Première nation Dakota de Standing Buffalo ainsi qu'à la MPLA et la SAPL d'indiquer les questions sur lesquelles elles s'attendent à faire porter leur contre-interrogatoire de sorte que les demandeurs puissent mettre à leur disposition les témoins appropriés pour les contre-interrogatoires prévus à Regina (Saskatchewan) et à Brandon (Manitoba). L'Office souhaite que la Première nation Dakota de Standing Buffalo ainsi que la MPLA et la SAPL déposent cette information au plus tard le 10 août 2007.

L'Office souligne que les parties sont libres de sonder les autres parties pour déterminer si leurs propres témoins seront soumis à un contre-interrogatoire. Si aucun contre-interrogatoire n'est envisagé, les parties peuvent adopter leur preuve par voie d'affidavit.

Toutes les autres étapes de la procédure devront se dérouler conformément à l'échéancier établi dans l'ordonnance d'audience OH-3-2007.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Pour le secrétaire par intérim,

David Young

Office national de l'énergie

National Energy Board

Dossier OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01
Le 9 août 2007

Destinataires : Toutes les parties à l'instance OH-3-2007

Ordonnance d'audience OH-3-2007
Projet pipelinier Southern Lights
Deuxième avis de requête présenté par la Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA) et la Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL), en date du 12 juillet 2007
Décision n° 2

Madame, Monsieur,

Requête de la MPLA et de la SAPL en date du 12 juillet 2007

Le 12 juillet 2007, la MPLA et la SAPL, qui sont des intervenants dans le cadre de l'instance OH-3-2007, ont déposé une requête en vue d'obtenir des ordonnances visant à :

a) enjoindre aux demandeurs, Enbridge Southern Lights GP, Enbridge Southern Lights LP (ESL) et Enbridge Pipelines Inc. (EPI) (désignées collectivement les « demandeurs »), de fournir, au plus tard le 30 juillet 2007, des réponses complètes et satisfaisantes aux diverses demandes de renseignements que la MPLA et la SAPL leur ont adressées;

b) enjoindre aux demandeurs de présenter à la MPLA et au SAPL les documents sollicités dans les diverses demandes de renseignements que celles-ci leur ont adressées, au plus tard le 30 juillet 2007 ou, si les documents n'ont pas encore été préparés, immédiatement après qu'ils l'auront été;

c) suspendre l'instance jusqu'à ce que les demandeurs aient fourni les renseignements demandés en a) et b) ci-dessus.

Le 16 juillet 2007, l'Office a publié une lettre exposant la marche à suivre pour présenter des commentaires sur la requête. Les demandeurs ont déposé leurs commentaires le 20 juillet 2007, se disant opposés à tous les aspects de la requête. Statoil North America, Inc. et l'Association canadienne des producteurs pétroliers ont chacune présenté un mémoire exprimant leur opposition à la suspension demandée. Mis à part la MPLA et la SAPL, aucune partie n'a présenté des commentaires en faveur de la suspension. La MPLA et la SAPL ont déposé leur réplique le 23 juillet 2007. Le lecteur trouvera sur le site Web de l'Office, sous le dossier Southern Lights, le texte intégral des commentaires et mémoires déposés.

.../2

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone : 403-292-4800
Télécopieur/Facsimile : 403-292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Téléphone/Telephone : 1-800-899-1265
Télécopieur/Facsimile : 1-877-288-8803

Critères de réponse aux demandes de renseignements

L'Office a déjà énoncé dans plusieurs décisions antérieures les critères qui régissent le besoin de répondre à des demandes de renseignements[1]. En ce qui touche la raison d'être des demandes de renseignements et les critères utilisés pour décider si l'Office ordonnera à un demandeur de répondre, l'Office a antérieurement déclaré ce qui suit :

> [TRADUCTION] Le processus de l'Office prévoit le recours à des demandes de renseignements écrits pour un certain nombre de raisons. Les demandes présentées à l'Office exigent l'examen d'une grande quantité d'information, dont une bonne partie est détaillée ou technique. Il arrive souvent que cette information ne soit pas propice à l'examen au moyen du processus oral de contre-interrogatoire. C'est pourquoi les parties sont invitées à recourir au processus établi de demande de renseignements pour obtenir de l'information et l'examiner. Ce processus peut servir à obtenir les éléments de preuve nécessaires pour explorer et remettre en question des éléments de l'exposé du demandeur et, dans le cas des intervenants, à préparer leurs arguments.
>
> [...] Lorsque les parties ne s'entendent pas sur l'applicabilité d'une demande de renseignements ou sur le caractère adéquat de la réponse, c'est à l'Office qu'il incombe de trancher.
>
> Pendant son examen d'une telle requête, l'Office se concentre sur la pertinence des renseignements demandés, leur importance et le caractère raisonnable de la demande. L'Office s'efforce ensuite de soupeser ces facteurs afin de s'assurer d'atteindre le but du processus de demande de renseignements, tout en veillant à ce qu'aucun intervenant ne procède à un « interrogatoire à l'aveuglette » qui pourrait créer un fardeau indu sur le demandeur[2]

Les critères de la pertinence, de l'importance et du caractère raisonnable ont été appliqués dans un grand nombre d'instances tenues devant l'Office[3]. Avant de déterminer si les renseignements devant être mis en lumière au moyen des demandes de renseignements doivent être fournis en l'espèce, l'Office estime qu'il doit effectuer une analyse similaire à celle menée dans le cas de ces instances. L'analyse en question visera à établir si les renseignements demandés sont pertinents, s'ils sont importants et si la demande est raisonnable, ainsi qu'à soupeser tous ces facteurs de manière à atteindre l'objectif du processus de demande de renseignements sans

---

[1] Chevron Canada Limited, Chevron Standard Limited et Neste Canada Inc., demande de désignation de destination provisoire (MH-2-2005), décision de l'Office sur la requête présentée par Tesoro Canada Supply & Distribution Ltd., décision n° 2; Emera Brunswick Pipeline Company Ltd., demande concernant le gazoduc Brunswick (GH-1-2006), décision de l'Office sur l'avis de requête de M^me^ T. Debly visant à obliger EBPC à répondre aux demandes de renseignements, décision n° 7

[2] Westcoast Energy Inc. (GH-5-94), transcription d'audience, volume 3 (8 février 1995), de 340 à 342

[3] Voir par exemple la lettre de décision de l'Office, datée du 5 septembre 2002, concernant le projet de Westcoast visant à agrandir la canalisation principale sud (GH-1-2002) et la lettre de décision de l'Office, datée du 14 février 2003, relative à la demande de Sumas Energy 2, Inc. en vue de construire une ligne internationale de transport d'électricité (EH-1-2000)

.../3

imposer un fardeau indu aux demandeurs en les obligeant à répondre à des questions superflues ou arbitraires.

Ayant examiné les observations des parties, l'Office a fait les déterminations suivantes à l'égard de chacune des demandes de renseignements (DR) en question.

Demandes de renseignements 1.5 (f), 1.17, 1.21(a), 1.21 (c), 1.48(f), 1.50(b) et 1.51

La MPLA et la SAPL ont indiqué qu'elles étaient satisfaites des réponses que les demandeurs avaient fournies aux demandes de renseignements 1.5(f), 1.17, 1.21(a), 1.21(c), 1.48(f) et 1.51. Pour ce qui concerne la DR 1.50(b), elles ont reconnu que, pourvu qu'elles reçoivent le sommaire demandé dans les délais opportuns et sous réserve de l'examen de cette information, la réponse proposée des demandeurs serait acceptable. Par conséquent, l'Office n'a pas à statuer sur les demandes de renseignements précitées.

Demandes de renseignements 1.2 (d) et 1.2 (e)

Les DR 1.2(d) et 1.2(e) portent sur les endroits où le tracé proposé du pipeline Le passe à des distances déterminées de résidences et de fermes, respectivement. Les demandeurs ont indiqué l'emplacement des résidences et des fermes qui se trouvaient à moins de 30 mètres de l'emprise du pipeline Le et souligné qu'il reste à effectuer un levé pour déterminer la distance précise qui les sépare du pipeline. La MPLA et la SAPL ont indiqué que, si les renseignements demandés sont actuellement disponibles, elles maintiennent leur demande en vue d'obtenir une réponse complète et satisfaisante.

L'Office croit comprendre, d'après la réponse des demandeurs, que les renseignements demandés ne sont pas disponibles actuellement parce qu'un levé n'a pas encore été effectué. En tout état de cause, l'Office estime que l'information sollicitée n'est pas d'une importance ou d'une valeur probante suffisante à ce stade-ci de son évaluation de la proposition relative au pipeline Le pour qu'il y ait lieu d'obliger les demandeurs à fournir une réponse plus poussée. Selon l'Office, il convient mieux que de tels renseignements détaillés soient examinés dans le cadre d'une instance portant sur le tracé détaillé. Par conséquent, l'Office rejette la requête de la MPLA et de la SAPL en ce qui a trait aux demandes de renseignements susmentionnées.

Demandes de renseignements DR 1.6(b), 1.21(d), 1.64(d) et 1.64(e)

Dans la DR 1.6(b), la MPLA et la SAPL demandaient des précisions sur les calculs au moyen desquels les demandeurs avaient estimé les coûts d'immobilisation associés à l'acquisition des terrains. En réponse à la requête de la MPLA et de la SAPL, les demandeurs ont réitéré leur réponse initiale à la DR, à savoir que les coûts d'immobilisation estimés pour les terrains se composaient du coût des services et frais administratifs associés à l'acquisition des terrains, en plus de ce qu'il en coûte pour acheter les terrains et acquitter les pertes et les dommages découlant de la construction. EPI a fait savoir que ces coûts étaient estimés à 2,5 millions de dollars et 9,5 millions de dollars, respectivement. La MPLA et la SAPL ont déclaré que, pour évaluer si l'indemnisation que les demandeurs proposent comme mesure d'atténuation en cas de

.../4

dommages découlant de la construction est ou non suffisante, il leur fallait obtenir une ventilation du montant de 9,5 millions de dollars qui distingue les coûts l'acquisition des terrains des frais associés aux pertes et dommages résultant de la construction.

La DR 1.21(d) porte sur la politique d'Enbridge concernant l'indemnisation pour la perte de récoltes. À l'origine, les demandeurs ont refusé de répondre à cette demande de renseignements en soutenant que la question de l'indemnisation déborde la compétence de l'Office; toutefois, en réponse à la requête, ils ont indiqué que les propriétaires fonciers seraient indemnisés de toute perte de récolte et que les demandes d'indemnisation seraient réglées au cas par cas. La MPLA et la SAPL ont soutenu qu'elles souhaitaient obtenir plus de précisions de la part des demandeurs au sujet du mode de détermination de l'indemnité en cas de perte de récolte, y compris sur la mesure de la perte de rendement, la détermination des prix des cultures et le moment du versement des paiements aux propriétaires fonciers.

Dans la DR 1.64(d), la MPLA et la SAPL ont demandé qu'on leur fournisse copie de toute étude sur les pertes de récoltes qu'Enbridge aurait menée, ou fait mener, relativement à ses activités de construction actuelles ou antérieures. Les demandeurs ont refusé au départ de répondre à la demande de renseignements au motif que la question de l'indemnisation déborde la compétence de l'Office, mais, en réponse à la requête, ils ont indiqué qu'aucune étude sur les pertes de récoltes n'avait été préparée par Enbridge, ni pour son compte, relativement à ses activités de construction actuelles ou antérieures.

En ce qui concerne la DR 1.64(e), la MPLA et la SAPL ont déclaré qu'elles ont besoin de détails sur les demandes d'indemnisation antérieures faites aux demandeurs pour cause de perte de récoltes et sur le règlement de ces demandes, afin de pouvoir évaluer si la stratégie d'atténuation est adéquate. Les demandeurs ont d'abord refusé de répondre à cette demande de renseignements en faisant valoir que la question de l'indemnisation déborde la compétence de l'Office. En réponse à la requête, ils ont indiqué que les renseignements sur les demandes d'indemnisation antérieures de la part de propriétaires fonciers ne sont pas pertinents du point de vue de l'étude de la demande relative au pipeline Le et ont exprimé des réserves au sujet de la divulgation publique de cette information.

L'Office reconnaît que les demandeurs ont proposé l'indemnisation en tant que mesure d'atténuation, parmi d'autres, visant à remédier aux divers effets du projet et que l'indemnisation est une question pertinente dans ce contexte particulier. L'Office admet que la suffisance de l'indemnisation, à titre de mesure d'atténuation, est une considération importante. Bien que la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) ne l'autorise pas à déterminer ce qui constitue une indemnisation appropriée, elle prévoit un processus distinct, administré par le ministre de Ressources naturelles Canada, pour le règlement des situations où une société et un propriétaire de terrain ne s'entendent pas sur le montant de l'indemnité à payer en vertu de la Loi sur l'ONÉ pour l'acquisition de terrains ou en compensation de dommages causés par les activités de la société, ou sur toute autre question ayant trait à l'indemnisation. Ce processus fournit un moyen de recours aux sociétés et aux propriétaires fonciers qui garantit que les questions relatives à l'indemnisation puissent être tranchées suivant des lignes directrices établies par la loi, telles que celles qui sont énoncées à l'article 97 de la Loi sur l'ONÉ.

...5

L'article 97 prescrit qu'un comité d'arbitrage doit régler les questions d'indemnité mentionnées dans l'avis qui lui a été signifié et tenir compte, le cas échéant, de la perte, pour leur propriétaire, de la jouissance des terrains pris par la société. L'existence de ce processus indique que les modalités et l'à-propos des propositions relatives à l'indemnisation peuvent, à juste titre, être évalués dans le contexte d'instances comme la présente.

L'Office juge que les demandeurs ont entièrement répondu à la DR 1.21 et la DR 1.64(d). En ce qui a trait aux renseignements détaillés sollicités dans la DR 1.6(b) et la DR 1.64(e), il estime que, compte tenu des trois critères de la pertinence, de l'importance et du caractère raisonnable, ces demandes de renseignements visent à mettre en lumière de l'information qui ne semble pas être assez importante ou probante, eu égard à l'évaluation que doit faire l'Office, pour qu'il soit justifié d'obliger les demandeurs à y fournir une réponse plus poussée. Par conséquent, l'Office s'abstient d'enjoindre aux demandeurs de déposer d'autres réponses aux DR 1.6(b), 1.21, 1.64(d) et 1.64(e).

Demandes de renseignements 1.32 et 1.34

La MPLA et la SAPL ont demandé des copies des manuels d'exploitation et d'entretien actuels d'EPI ainsi que des normes et directives techniques (*Engineering Standards and Guidelines*) de la société. Elles ont soutenu que ces renseignements leur étaient nécessaires pour évaluer d'une manière complète et convenable les assurances données par les demandeurs selon lesquelles les politiques opérationnelles, méthodes et activités d'Enbridge tiennent compte des impératifs en matière de sécurité et d'intendance environnementale.

Les demandeurs ont indiqué que les manuels d'exploitation et d'entretien relevés portent uniquement sur les pipelines en place et qu'il faut les réviser pour y inclure les installations proposées. En ce qui a trait aux normes et directives techniques, ils ont souligné que ces documents renferment des renseignements exclusifs ayant une valeur commerciale. Les demandeurs ont affirmé, de plus, qu'ils se conformeront aux exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* ainsi qu'aux prescriptions de la norme Z662-03 de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Les demandeurs ont soutenu qu'ils ont déjà produit une somme d'information considérable sur les plans relatifs à la construction et à l'exploitation du pipeline Lc, ainsi que décrit le contenu des manuels et programmes détaillés qui seront mis au point. Ils ont souligné qu'ils répondront aux questions qui leur seront posées au cours de l'audience au sujet des plans de construction et d'exploitation du pipeline Lc, y compris à celles visant à élucider comment le pipeline Lc sera construit et exploité d'une manière qui garantit la sécurité et la protection de l'environnement.

L'Office constate que les manuels d'exploitation et d'entretien demandés, tels qu'ils existent, ne traitent pas du projet Southern Lights et qu'ils seront révisés pour tenir compte de l'inversion du sens de l'écoulement de la canalisation n° 13, des modifications à la canalisation n° 2 et du pipeline Lc. Vu que les manuels ne traitent pas actuellement du projet envisagé, l'Office décide de ne pas enjoindre aux demandeurs de fournir des exemplaires de leurs manuels d'exploitation et d'entretien actuels, tel qu'il est demandé dans la DR 1.32.

... 6

Pour ce qui concerne la production des normes et directives techniques des demandeurs, l'Office constate que le tableau A-2 contient une longue liste de documents. Le Guide de dépôt de l'ONE exige qu'un demandeur confirme que le projet dont il demande l'approbation sera exécuté conformément aux manuels de la société et que ces manuels sont conformes aux exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* ainsi qu'aux normes et codes applicables au projet. Les demandeurs ont indiqué dans leur demande que le projet sera exécuté en conformité avec les manuels de la société et que ces manuels respectent les exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* ainsi que les normes et codes pertinents. L'Office fait remarquer que les parties auront l'occasion de questionner les demandeurs sur les méthodes de construction et d'exploitation qu'ils proposent d'employer.

L'Office ne refusera pas l'accès à des renseignements qui sont susceptibles d'être pertinents au motif que toutes les mesures de précaution prises pour en protéger la confidentialité pourraient échouer, s'il n'a en main aucune preuve indiquant que ceci pourrait réalistement se produire. Toutefois, en ce qui touche la demande de la MPLA et de la SAPL visant à obtenir des exemplaires de toutes les normes et directives techniques relevées, l'Office juge que, tout compte fait, les renseignements détaillés que demandent la MPLA et la SAPL ne sont pas assez importants ou probants, eu égard à l'évaluation qu'il doit faire, pour qu'il soit justifié d'obliger les demandeurs à répondre aux demandes de renseignements en question. Par conséquent, l'Office décide de ne pas enjoindre aux demandeurs d'accéder à la DR 1.34.

Demandes de renseignements **1.37, 1.40, 1.41, 1.43 et 1.78**

La MPLA et la SAPL ont d'abord demandé que l'Office rende une ordonnance pour obliger les demandeurs à produire une copie des documents suivants ayant trait au pipeline Le : le plan de construction, les contrats avec les entrepreneurs en construction, des plans d'inspection documentés, le plan d'exploitation et le manuel environnemental. Lorsque les demandeurs ont indiqué que les documents en question ne seraient pas accessibles avant la fermeture du dossier de la preuve de l'instance OH-3-2007, le MPLA et la SAPL ont demandé qu'on leur fournisse toute ébauche ou version préalable qui pourrait exister de ces documents.

Les documents dont la MPLA et la SAPL ont demandé la production n'existent pas actuellement et n'existeront probablement pas avant la fermeture du dossier de la preuve. L'Office souligne que le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* énonce des exigences précises au sujet du dépôt de certains manuels et que l'Office peut proposer d'assortir un certificat éventuel de conditions exigeant que des documents particuliers lui soient présentés.

Il incombe aux demandeurs de présenter des renseignements suffisants à l'appui de leurs demandes. Les demandeurs ont indiqué qu'ils ont fourni une somme d'information considérable sur leurs plans relatifs à la construction et à l'exploitation du pipeline Le et qu'ils ont décrit le contenu des manuels et programmes détaillés qui seront mis au point. De plus, ils se sont engagés à répondre aux questions qui leur seraient posées au cours de l'audience au sujet des plans de construction et d'exploitation du pipeline Le, y compris à celles visant à élucider comment le pipeline Le sera construit et exploité d'une manière qui garantit la sécurité et la protection de l'environnement.

...7

Même si la MPLA et la SAPL ont demandé que l'on mette à leur disposition toute ébauche ou version préalable qui pourrait exister de ces documents, l'Office estime que, puisque des ébauches et des versions préalables de tels documents sont susceptibles de changer, le dépôt d'ébauches ne lui serait pas utile aux fins de l'évaluation des demandes. Par conséquent, l'Office s'abstient d'ordonner la mesure sollicitée relativement aux DR 1.37, 1.40, 1.41, 1.43 et 1.78.

Demande de renseignements 1.50(c)

Dans la DR 1.50(c), la MPLA et la SAPL ont demandé des précisions sur toutes les plaintes qu'EPI avait reçues au cours des dix dernières années au sujet de fouilles effectuées pour vérifier l'intégrité de pipelines sur les terrains de propriétaires fonciers qui seront touchés par la construction du pipeline Le. Les demandeurs ont indiqué que les renseignements sollicités ne sont pas facilement accessibles parce qu'EPI n'enregistre pas les plaintes ayant trait aux fouilles de vérification de l'intégrité séparément des autres types de plaintes.

L'Office juge que les renseignements demandés sont peu pertinents pour les fins de l'instance et qu'il ne serait pas raisonnable d'exiger des demandeurs qu'ils les déposent. De plus, l'Office rappelle qu'il existe un processus officiel de résolution des plaintes des propriétaires fonciers dans le cadre duquel ces derniers peuvent lui demander de régler des préoccupations au sujet de pipelines existants.

Demande de renseignements 1.81(c)

Dans la DR 1.81(c), la MPLA et la SAPL ont demandé des copies de levers effectués en 1991 pour déterminer l'épaisseur du couvert de pipelines existants. Les demandeurs ont indiqué que les résultats des levers ne fournissent aucune information au sujet de l'épaisseur du couvert proposé pour le pipeline Le et que la documentation se compose d'innombrables volumes contenant des relevés faits à 50 mètres d'intervalle sur tout le tracé des pipelines. La MPLA et la SAPL ont indiqué qu'elles comprenaient que l'épaisseur du couvert au-dessus de pipelines existants peut diminuer au fil du temps sous l'effet de l'érosion et d'autres facteurs. Elles ont argué qu'elles ont besoin des renseignements sur l'épaisseur du couvert des pipelines en question pour vérifier si la couverture de 0,9 mètre proposée pour le pipeline Le est suffisante ou non, compte tenu des restrictions relatives à l'utilisation du sol qui pourraient être imposées dans le cas de la servitude occupée par ce pipeline. Elles ont déclaré que, à tout le moins, il faudrait obliger les demandeurs à fournir les résultats des levers qui se rapportent aux propriétés des membres de la MPLA et de la SAPL.

L'Office juge que les levés de 1991 portant sur l'épaisseur du couvert de pipelines existants sont peu pertinents dans le contexte de son évaluation de la demande relative au pipeline Le. Par ailleurs, les questions touchant des pipelines en place peuvent être abordées dans le cadre du processus de résolution des plaintes des propriétaires fonciers. L'Office trouve que des renseignements concernant la façon dont les demandeurs proposent d'atténuer le problème de l'amoindrissement de l'épaisseur du couvert dans le cas du pipeline Le et les taux de réussite ou

.../8

d'échec des mesures d'atténuation envisagées lui seraient plus utiles pour faire une détermination concernant le projet. Par conséquent, l'Office exige qu'EPI réponde aux questions suivantes :

> D'après l'information la plus récente recueillie (notamment au moyen des levés portant sur l'épaisseur du couvert, des fouilles de vérification de l'intégrité, etc.) le long des canalisations principales voisines du tracé proposé du pipeline Lc, existe-t-il des endroits où l'épaisseur du couvert est devenue inférieure à ce que prescrit la norme de construction pertinente de la CSA? Veuillez exposer en détail les mesures d'atténuation mises en œuvre le long des canalisations principales voisines du tracé proposé du pipeline Lc aux endroits où l'épaisseur du couvert est actuellement moindre que ce que prévoit la norme de construction pertinente de la CSA, ainsi que fournir les raisons pour lesquelles on a choisi d'utiliser la mesure d'atténuation en question et une évaluation du pour et du contre de chaque mesure d'atténuation.

L'Office prie les demandeurs de répondre à cette demande de renseignements au plus tard le **vendredi 7 septembre 2007, à midi.**

Demande de suspension

Compte tenu des déterminations qu'il a faites à l'égard des parties a) et b) de la requête de la MPLA et de la SAPL, l'Office juge qu'il n'y a pas lieu de suspendre l'instance OH-3-2007 et rejette la requête que la MPLA et la SAPL ont présentée à cette fin.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire par intérim,

David Young

Office national de l'énergie

National Energy Board

Dossier OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01
Le 26 octobre 2007

Destinataires : Toutes les parties – Ordonnance d'audience OH-3-2007

Ordonnance d'audience OH-3-2007 – Projet de pipeline Southern Lights
Instructions relatives à l'avis de requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo

Madame, Monsieur,

Conformément à la lettre de l'Office traitant du processus établi afin d'obtenir les observations des parties sur l'avis de requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo (PNDSB) date du 10 octobre 2007 (la requête), l'Office a reçu des observations des demandeurs et de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, lesquels s'opposent à la requête. L'Office a également reçu la réplique de la PNDSB à ces observations.

En plus de cette réplique, la PNDSB a soulevé une question de « crainte raisonnable de partialité ». Elle soutient qu'il y a eu « infraction aux règles de justice naturelle et manquement de l'Office a son devoir d'équité procédurale » et demande « qu'il se récuse et ordonne la nullité cette instance ».

Bien que ces allégations n'aient pas été officiellement présentées devant l'Office sous forme d'avis de requête tel que l'exige l'article 35 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995*, l'Office juge nécessaire de les aborder compte tenu de leur gravité.

D'après les allégations de la PNDSB, le fait que l'Office ait prévu entendre les plaidoiries finales concernant le bien-fondé de la demande visant Southern Lights le 31 octobre 2007 laisse supposer qu'il a déjà tranché la question de compétence soulevée par la requête de la PNDSB et qu'il l'aurait fait semble-t-il avant même d'avoir reçu les observations des parties et la réplique de la PNDSB.

L'Office vous avise qu'aucune décision n'a été prise relativement à la requête, ni ne sera prise tant que l'Office n'aura pas eu la possibilité d'étudier à fond la requête et toutes les présentations des parties. S'il accueille la requête de la PNDSB, l'Office prendra toutes les mesures nécessaires, y compris rouvrir le dossier de l'audience, pour donner suite à sa décision. Entendre les arguments sur le bien-fondé de la demande à ce stade-ci n'empêche pas l'Office de prendre les mesures requises.

.../2

444 Septieme Avenue S.-O
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Telephone/Telephone 403-292-4800
Télécopieur/Facsimile 403-292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Telephone/Telephone 1-800-899-1265
Télécopieur/Facsimile 1-877-288-8803

Étant donné qu'une autre séance d'audience est prévue pour le 29 octobre 2007, les parties, si une preuve devait être produite relativement à la requête à ce moment-là, pourraient présenter des observations au sujet des incidences éventuelles de la preuve supplémentaire sur leur position concernant la requête au cours de la période prévue pour l'audition des plaidoiries. La PNDSB pourrait répliquer aux nouvelles observations sur la requête, s'il y en a, immédiatement après la réplique de l'avocat des demandeurs, ou par voie d'observations écrites qui devront être déposées au plus tard à **midi, heure de Calgary, le vendredi 2 novembre 2007.**

L'Office tient à souligner que toute observation additionnelle concernant la requête doit se limiter à l'incidence des nouveaux renseignements, s'il y en a, qui ont été versés au dossier depuis l'envoi antérieur de commentaires sur la requête par les parties. Les questions que la PNDSB souhaite aborder, mais qui sont au-delà de la portée de la requête, doivent être traitées conformément au calendrier prévu dans la lettre procédurale de l'Office datée du 22 octobre 2007.

En ce qui a trait aux préoccupations soulevées relativement à la composition des comités d'audience chargés d'entendre les demandes visant les projets ACCE et Southern Lights, la PNDSB semble laisser entendre que la participation, par les membres du comité d'audience du projet Southern Lights, à des instances distinctes portant sur des demandes distinctes mais des questions semblables exclut leur participation à l'instance sur le projet Southern Lights. L'Office estime que cette position est insoutenable compte tenu, entre autres, du rôle de l'Office en tant que tribunal spécialisé quasi judiciaire. L'Office est conscient de la responsabilité qui lui incombe de ne prendre en considération que la preuve au dossier de l'instance sur le projet Southern Lights.

L'Office a décidé par conséquent de ne pas faire droit à la demande de la PNDSB de se récuser et poursuivra l'audience sur le projet Southern Lights comme prévu.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

La secrétaire de l'Office,

Claudine Dutil-Berry

Annexe III

Ordonnances de l'ONÉ y compris l'annexe A

XO-E101-02-2008

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 9 mars 2007 qu'Enbridge Pipelines Inc. (EPI) a présentée sous le régime de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ pour demander que la les modifications à la canalisation n° 2 d'EPI (le projet) soient soustraites à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi sur l'ONÉ; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le dossier OF-Fac-Oil-E101-2007-01 01.

DEVANT l'Office, le 13 février 2008.

ATTENDU QUE l'Office a reçu des demandes en date du 9 mars 2007 de la part d'EPI et d'Enbridge Southern Lights GP au nom d'Enbridge Southern Lights LP et d'Enbridge Pipelines Inc. (désignées collectivement les demandeurs) concernant le projet Southern Lights, constitué des deux sous-projets suivants : le projet de pipeline de diluant et le projet de remplacement de capacité;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique en conformité avec l'ordonnance d'audience OH-3-2007 relativement au projet Southern Lights;

ATTENDU QUE l'Office, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), a effectué un examen environnemental préalable à l'égard du projet Southern Lights et conclu que pourvu que soient mises en œuvre les procédures de protection de l'environnement et mesures d'atténuation des demandeurs ainsi que les recommandations de l'ONÉ, le projet Southern Lights n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants;

ATTENDU QUE le projet envisagé, tel qu'il est décrit à l'annexe A ci-jointe, fait partie du projet de remplacement de capacité et que son coût est évalué à 42 millions de dollars;

ATTENDU QUE le projet comportera des modifications aux installations existantes de la canalisation n° 2 et qu'aucuns nouveaux droits fonciers ne seront requis;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande et juge qu'il serait conforme à l'intérêt public d'accorder l'autorisation sollicitée;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, le projet, tel qu'il est décrit à l'annexe A, soit soustrait à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi sur l'ONÉ, sous réserve des conditions suivantes :

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement dans une condition, la *construction* englobe l'enlèvement de la végétation, les travaux d'excavation et les autres activités associées à la préparation de l'emprise et des sites des stations qui peuvent avoir un effet sur l'environnement, mais ne comprend pas les travaux habituels de lever ou de collecte de données.

Généralités

1. EPI doit se conformer à toutes les conditions énoncées dans la présente ordonnance, sauf indication contraire de la part de l'Office.

2. La construction du projet ne doit pas commenter avant la délivrance du certificat du pipeline de pétrole léger corrosif, lequel fait partie du projet Southern Lights.

Exigences techniques

3. EPI doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, aux normes et aux autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007.

Environnement

4. EPI doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007 ou dans ses présentations connexes.

Engagements

5. EPI doit :

   a) déposer auprès de l'Office et publier sur son site Web, au moins 60 jours avant la date prévue du début de la construction, un tableau qui relève tous les engagements qu'elle a pris au sujet du projet au cours de l'instance OH-3-2007, ainsi que les conditions imposées par l'ONÉ et les délais associés à chaque engagement ou condition;

   b) au moins une fois par trimestre, fournir sur son site Web une mise à jour concernant l'exécution des engagements mentionnés au point a) et informer l'Office en conséquence.

Plaintes de propriétaires fonciers

6. EPI doit créer et tenir, aux fins de vérification, des registres permettant de suivre la chronologie des plaintes formulées par les propriétaires fonciers au sujet du projet. Ces registres doivent comprendre les renseignements suivants :

   a) la date à laquelle la plainte a été reçue du propriétaire foncier;

   b) le mode de transmission de la plainte (p. ex., téléphone, lettre, courriel, etc.);

   c) les dates de tous les appels téléphoniques, visites, lettres, inspections du site ou visites de surveillance, rapports et autres contacts subséquents;

   d) des renseignements à jour sur les coordonnées de toutes les parties en cause;

   e) une description détaillée de la plainte;

   f) la date de règlement de la plainte;

   g) en cas de non-règlement de la plainte, un exposé des mesures subséquentes à prendre ou des raisons pour lesquelles il n'y a pas lieu de prendre d'autres mesures.

Avant la construction

Procédures de soudage et d'essai

7. EPI doit élaborer les programmes d'assemblage liés au projet et les soumettre à l'Office pour approbation au moins 60 jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels chaque programme se rapporte. Chaque programme d'assemblage doit détailler ce qui suit :

   a) les qualifications exigées des soudeurs;

   b) les qualifications exigées des inspecteurs en soudage et les fonctions confiées à ces derniers;

   c) les techniques et procédés de soudage qu'EPI compte utiliser;

   d) les devis relatifs à la procédure de soudage et les registres concernant l'agrément de la procédure;

   e) les devis relatifs à la procédure de soudage à utiliser sur des pipelines en exploitation (le cas échéant);

   f) les procédures d'examen non destructif (END), y compris les registres d'agrément des procédures, faisant état des techniques et procédés d'examen par ultrasons et (ou) par radiographie qu'EPI compte utiliser, pour chaque technique de soudage;

g) les critères d'acceptation de défauts pour chaque type de soudure (c.-à-d. fabrication, raccord, réparation);

h) des explications sur la façon dont les critères d'acceptation de défauts ont été déterminés;

i) tout autre renseignement pertinent concernant le programme d'assemblage.

Calendrier de construction

8. EPI doit déposer auprès de l'Office le calendrier de construction détaillé du projet indiquant toutes les principales activités de construction à effectuer, au moins 60 jours avant le début de la construction, et l'informer par la suite de toutes les modifications apportées au calendrier, au fur et à mesure qu'elles surviennent.

Manuels

9. EPI doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction du projet, un plan exhaustif de santé et de sécurité concernant le projet.

Pendant la construction

Ressources patrimoniales et archéologiques

10. En cas de découverte de ressources patrimoniales ou archéologiques non relevées antérieurement, EPI :

a) doit cesser immédiatement les travaux sur les lieux de la découverte et aviser les autorités provinciales compétentes;

b) ne peut reprendre les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation des autorités provinciales compétentes.

Rapports d'étape sur les travaux de construction

11. EPI doit présenter à l'Office des rapports d'étape mensuels sur l'avancement des travaux de construction, sous une forme qui convienne à l'Office, du début jusqu'à la fin de la construction du projet. Ces rapports doivent exposer les activités exécutées au cours de la période visée, les enjeux survenus sur le plan de la sécurité et de l'environnement et les cas de non-conformité, s'il y a lieu, ainsi que les mesures prises pour résoudre chaque enjeu.

Conformité aux conditions

12 Dans les 30 jours suivant la mise en service du projet approuvé, EPI doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes de la présente ordonnance. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas

être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

Expiration de l'ordonnance

13. Sauf avis contraire de la part de l'Office, donné avant le 31 août 2009, la présente ordonnance expire le 31 août 2009 à moins que les travaux de construction liés aux installations n'aient débuté à cette date.

ANNEXE A
Ordonnance XO-E101-02-2008

Demande en date du 9 mars 2007 présentée par Enbridge Pipelines Inc. aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Projet Southern Lights – Installations liées aux modifications à la canalisation n° 2
Dossier : OF-Fac-Oil-E101-2007-01 01

Caractéristiques techniques des installations

Type de construction	Modifications
Type d'installation	Instrumentation, dispositifs de commande et tuyauterie
Emplacement	22 stations de pompage existantes d'EPI sur la canalisation n° 2, tel qu'indiqué ci-après (situées en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba)
Description	Modification d'installations existantes : • Débitmètre à ultrasons • Vannes de régulation de la pression de refoulement des pompes • Systèmes d'arrêt d'urgence
Produit	Pétrole brut
Pression maximale d'exploitation	9 650 kPa

ANNEXE A (suite)
Ordonnance XO-E101-02-2008

Emplacements des stations de pompage de la canalisation n° 2			Modifications à la station de pompage	Unités de pompage modifiées
Alberta	**Edmonton** SE 5-53-23 W4M - NE 32-52-23 W4M	BK 0.0	• Modification des pompes et remplacement d'un moteur • Ajout d'une unité d'injection d'ART[1]	2.1 2.2
	Kingman SE 5-49-20 W4M	BK 51.1	• Remplacement des pompes • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Strome SW 2-46-15 W4M	BK 112.2	• Remplacement des pompes • Remise en service d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Hardisty SE 30-42-9 W4M	BK 175.4	• Modification des pompes et remplacement d'un moteur • Ajout d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Metiskow SE 1-40-5 W4M	BK 229.6	• Remplacement des pompes • Remise en service d'une unité d'injection d'ART	2.3 2.4
Saskatchewan	**Cactus Lake** NE 32-26-27 W3M	BK 289.8	• Remplacement d'une pompe • Remise en service d'une unité d'injection d'ART	2.1
	Kerrobert SE 34-33-22 W3M	BK 351.3	• Modification des pompes et remplacement des moteurs • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2 2.3
	Herschel SE/SW 16-31-16 W3M	BK 413.6	• Remplacement d'une pompe • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1
	Milden SE 6-29-10 W3M	BK 475.0	• Remplacement ou modification des pompes et remplacement d'un moteur • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2 2.3

(1) ART : agent réducteur de traînée

ANNEXE A (suite)
Ordonnance XO-E101-02-2008

Emplacements des stations de pompage de la canalisation n° 2			Modifications à la station de pompage	Unités de pompage modifiées
Saskatchewan	**Loreburn** SW 12-26-5 W3M	BK 538.9	• Modification des pompes • Ajout d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Craik SE 10-23-29 W2M - NE 3-23-29 W2M	BK 590.7	• Remplacement des pompes • Ajout d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Bethune SE 22-19-24 W2M	BK 653.0	• Remplacement des pompes • Ajout d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	Regina NE 32-17-19 W2M	BK 704.2	• Remplacement des pompes et installation d'une nouvelle pompe avec un nouveau moteur • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.2
	White City SE 1-17-17 W2M	BK 732.5	• Remplacement des pompes et installation d'une nouvelle pompe avec un nouveau moteur • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1
	Odessa SW 35-15-14 W2M	BK 762.0	• Remplacement d'une pompe • Ajout d'une unité d'injection d'ART	2.2
	Glenavon SW 22-14-9 W2M	BK 812.1	• Remplacement ou modification des pompes • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1 2.3 2.4
	Langbank SE/SW 2-13-3 W2M	BK 875.2	• Remplacement d'une pompe • Déplacement d'une unité d'injection d'ART	2.1
Manitoba	**Cromer** NE 17-9-28 WPM - SE 20-9-28 WPM	BK 958.8	• Ajout d'une unité d'injection d'ART	-
	Souris NE/SE 8-8-20 WPM	BK 1040.0	• Remise en service d'une unité d'injection d'ART	-
	Glenboro SE 3-7-14 WPM	BK 1103.3	• Ajout d'une unité d'injection d'ART	-
	Manitou NW 17-4-8 WPM	BK 1165.1	• Ajout d'une unité d'injection d'ART	-
	Gretna SE 8-1-1 WPM	BK 1242.4	• Ajout d'une unité d'injection d'ART	-

ORDONNANCE XO-E101-03-2008

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 9 mars 2007 qu'Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL), a présentée sous le régime de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ pour demander que les installations liées à l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13 (le projet) soient soustraites à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi sur l'ONÉ; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le dossier OF-Fac-Oil-E101-2007-01 01.

DEVANT l'Office, le 13 février 2008.

ATTENDU QUE l'Office a reçu des demandes en date du 9 mars 2007 de la part d'Enbridge Pipelines Inc. et ESL (désignées collectivement les demandeurs) concernant le projet Southern Lights, qui est constitué des deux sous-projets suivants : le projet de pipeline de diluant et le projet de remplacement de capacité;

ATTENDU QUE le projet, tel qu'il est décrit à l'annexe A ci-jointe, fait partie du projet de pipeline de diluant et que son coût est évalué à 44 millions de dollars;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique en conformité avec l'ordonnance d'audience OH-3-2007 relativement au projet Southern Lights;

ATTENDU QUE l'Office, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), a effectué un examen environnemental préalable à l'égard du projet Southern Lights et conclu que pourvu que soient mises en œuvre les procédures de protection de l'environnement et mesures d'atténuation des demandeurs ainsi que les recommandations de l'ONÉ, le projet Southern Lights n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants;

ATTENDU QUE la canalisation n° 13 continuerait de servir au transport de produits de faible pression de vapeur et que le projet ne suppose pas une augmentation des pressions maximales d'exploitation;

ATTENDU QUE le projet sera réalisé sur les lieux de stations de pompage et emplacements de vannes existants dans l'emprise de la canalisation n° 13 et qu'aucuns nouveaux droits fonciers ne sont requis;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande et juge qu'il serait conforme à l'intérêt public d'accorder l'autorisation sollicitée;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ, le projet, tel qu'il est décrit à l'annexe A, soit soustrait à l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi sur l'ONÉ, sous réserve des conditions suivantes :

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement dans une condition, la *construction* englobe l'enlèvement de la végétation, les travaux d'excavation et les autres activités associées à la préparation de l'emprise et des sites des stations qui peuvent avoir un effet sur l'environnement, mais ne comprend pas les travaux habituels de lever ou de collecte de données.

Généralités

1. ESL doit se conformer à toutes les conditions énoncées dans la présente ordonnance, sauf indication contraire de la part de l'Office.

2. La construction du projet ne doit pas commenter avant la délivrance du certificat du pipeline de pétrole léger corrosif, lequel fait partie du projet Southern Lights.

Exigences techniques

3. ESL doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, aux normes et aux autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007.

Environnement

4. ESL doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007 ou dans ses présentations connexes.

Engagements

5. ESL doit :

   a) déposer auprès de l'Office et publier sur son site Web, au moins 60 jours avant la date prévue du début de la construction, un tableau qui relève tous les engagements qu'elle a pris au cours de l'instance OH-3-2007, ainsi que les conditions imposées par l'ONÉ et les délais associés à chaque engagement ou condition;

   b) au moins une fois par trimestre, fournir sur son site Web une mise à jour concernant l'exécution des engagements mentionnés au point a) et informer l'Office en conséquence.

Plaintes de propriétaires fonciers

6. ESL doit créer et tenir, aux fins de vérification, des registres permettant de suivre la chronologie des plaintes formulées par les propriétaires fonciers au sujet du projet. Ces registres doivent comprendre les renseignements suivants :

   a) la date à laquelle la plainte a été reçue du propriétaire foncier;

b) le mode de transmission de la plainte (p. ex., téléphone, lettre, courriel, etc.);

c) les dates de tous les appels téléphoniques, visites, lettres, inspections du site ou visites de surveillance, rapports et autres contacts subséquents;

d) des renseignements à jour sur les coordonnées de toutes les parties en cause;

e) une description détaillée de la plainte;

f) la date de règlement de la plainte;

g) en cas de non-règlement de la plainte, un exposé des mesures subséquentes à prendre ou des raisons pour lesquelles il n'y a pas lieu de prendre d'autres mesures.

Calendrier de construction

7. ESL doit déposer auprès de l'Office un calendrier de construction détaillé indiquant toutes les principales activités de construction à effectuer, au moins 60 jours avant le début de la construction, et l'informer par la suite de toutes les modifications apportées au calendrier, au fur et à mesure qu'elles surviennent.

Manuels

8. ESL doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction du projet, un plan exhaustif de santé et de sécurité.

Procédures de soudage et d'essai

9. ESL doit élaborer les programmes d'assemblage liés au projet et les soumettre à l'approbation de l'Office au moins 60 jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels chaque programme se rapporte. Chaque programme d'assemblage doit détailler ce qui suit :

a) les qualifications exigées des soudeurs;

b) les qualifications exigées des inspecteurs en soudage et les fonctions confiées à ces derniers;

c) les techniques et procédés de soudage qu'ESL compte utiliser;

d) les devis relatifs à la procédure de soudage et les registres concernant l'agrément de la procédure;

e) les devis relatifs à la procédure de soudage à utiliser sur des pipelines en exploitation (le cas échéant);

f) les procédures d'examen non destructif (END), y compris les registres d'agrément des procédures, faisant état des techniques et procédés d'examen par ultrasons et (ou) par radiographie qu'ESL compte utiliser, pour chaque technique de soudage;

g) les critères d'acceptation de défauts pour chaque type de soudure (c.-à-d. fabrication, raccord, réparation);

h) des explications sur la façon dont les critères d'acceptation de défauts ont été déterminés;

i) tout autre renseignement pertinent concernant le programme d'assemblage.

Pendant la construction

Ressources patrimoniales et archéologiques

10. En cas de découverte de ressources patrimoniales ou archéologiques non relevées antérieurement, ESL :

a) doit cesser immédiatement les travaux sur les lieux de la découverte et aviser les autorités provinciales compétentes;

b) ne peut reprendre les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation des autorités provinciales compétentes.

Rapports d'étape sur les travaux de construction

11. ESL doit présenter à l'Office des rapports d'étape mensuels sur l'avancement des travaux de construction, sous une forme qui convienne à l'Office, du début jusqu'à la fin de la construction du projet. Ces rapports doivent exposer les activités exécutées au cours de la période visée, les enjeux survenus sur le plan de la sécurité et de l'environnement et les cas de non-conformité, s'il y a lieu, ainsi que les mesures prises pour résoudre chaque enjeu.

Évaluation technique et éventuel essai hydrostatique de la canalisation n° 13

12. Au moins neuf (9) mois avant la mise en service de la canalisation n° 13 aux fins du transport de diluant, ESL doit soumettre à l'approbation de l'Office une évaluation technique (ÉT) de la canalisation répondant aux exigences de la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, qui examine l'aptitude à l'emploi de la canalisation pour le transport en sens inverse de produits, tel qu'il est proposé. L'ÉT doit comprendre ce qui suit, sans toutefois s'y limiter :

a) une comparaison des constatations faites lors de fouilles exploratoires et des résultats de toutes les inspections internes (II) de repérage de fissures effectuées pendant l'exploitation courante, y compris les résultats des II les plus récentes visant à vérifier la géométrie du pipeline;

b) une confirmation de l'exactitude des outils d'II, ou une description des mesures prises pour atténuer l'effet d'imprécisions possibles;

c) une description de l'état du pipeline après l'exécution de réparations, y compris la nature et les dimensions des fissures qui subsistent et des changements de géométrie;

d) une comparaison des conditions d'exploitation avant l'inversion et des conditions d'exploitation futures, y compris des estimations des charges cycliques;

e) une estimation du rythme de propagation de défauts et du délai de défaillance, après l'inversion de la canalisation n° 13;

f) une description de la conception et des propriétés des matériaux des tubes (p. ex. la résistance) dans les diverses parties de la canalisation n° 13;

g) les analyses transitoires effectuées sur la canalisation n° 13;

h) un exposé des conséquences d'une défaillance, compte tenu des propriétés des tubes décrites au point f);

i) un exposé des autres risques possibles que l'inversion de la canalisation n° 13 pourrait aggraver.

Si l'évaluation technique n'établissait pas à la satisfaction de l'Office que la canalisation n° 13 peut être mise en service sans danger pour le transport de diluant, ESL sera tenue de soumettre la canalisation, en tout ou en partie, à des essais hydrostatiques. S'il faut procéder à des essais hydrostatiques, ESL devra soumettre son programme d'essais sous pression à l'approbation de l'Office au moins quatre (4) semaines avant le début des essais.

Pendant l'exploitation

Évaluation technique révisée

Au plus tard six (6) mois après la mise en service de la canalisation n° 13 aux fins du transport de diluant, ESL doit présenter à l'Office une évaluation technique révisée reflétant les renseignements recueillis sur les profils de pression et cycles de pression réels depuis l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation. Dans le cadre de cette évaluation technique révisée, ESL devra ajuster en conséquence les taux estimatifs de propagation de défauts et la fréquence des inspections internes.

Exercice d'intervention d'urgence

14. Dans les six (6) mois suivant la mise en service du projet,

a) ESL doit mener un exercice d'intervention d'urgence au franchissement de la rivière Saskatchewan Sud et à des points de contrôle pertinents en aval afin d'éprouver :

- les procédures d'intervention en cas d'urgence, y compris les délais d'intervention;
- le degré de formation du personnel de la société;
- les systèmes de communications;
- l'équipement d'intervention;
- les procédures de sécurité;
- l'efficacité des programmes de liaison et d'éducation permanente.

b) Au moins 30 jours avant la date de l'exercice d'intervention d'urgence, ESL doit communiquer les renseignements suivants à l'Office :

- les date(s) et lieu(x) de l'exercice;
- le type d'exercice;
- le scénario de l'exercice;
- les participants proposés;
- les objectifs de l'exercice;
- les critères d'évaluation.

c) Dans les 60 jours suivant l'exercice d'intervention d'urgence mentionné au point a), ESL doit présenter à l'Office un rapport final sur l'exercice exposant ce qui suit :

- les résultats de l'exercice;
- en quoi les objectifs ont été atteints;
- les domaines susceptibles d'amélioration;
- les mesures à prendre pour remédier aux lacunes.

Conformité aux conditions

15. Dans les 30 jours suivant la mise en service du projet approuvé, ESL doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes de la présente ordonnance. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

Expiration de l'ordonnance

16. Sauf avis contraire de la part de l'Office, donné avant le 31 août 2009, la présente ordonnance expire le 31 août 2009 à moins que les travaux de construction liés aux installations n'aient débuté à cette date.

ANNEXE A
Ordonnance XO-E101-03-2008

Demande en date du 9 mars 2007 présentée par Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP, aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Projet Southern Lights – Installations liées à l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13

Dossier : OF-Fac-Oil-E101-2007-XX 01

Caractéristiques techniques des installations

Type de construction	Modifications
Type d'installation	Vannes de retenue
Emplacement	BK 1244.6 (entre la frontière américaine et la station Gretna) BK 1213.5 (entre les stations Gretna et St. Leon) BK 1200.2 (entre les stations Gretna et St. Leon) BK 937.9 (entre les stations Cromer et Langbank) BK 890.6 (entre les stations Cromer et Langbank) BK 660.9 (entre les stations Regina et Craik)
Description	Modifications à six vannes de retenue existantes : • inversion du sens d'écoulement • réutilisation ou remplacement de la vanne • déplacement éventuel à un autre endroit sur la canalisation n° 13
Produit	Produits de faible pression de vapeur servant comme diluant : • condensats de gaz naturel • autres hydrocarbures légers

ANNEXE A (suite)
Ordonnance XO-E101-03-2008

Emplacements des stations de pompage de la canalisation n° 13			Modifications à la station de pompage			
			Tuyauterie d'admission et de refoulement	Unité d'injection d'ART [1]	Compteurs et équipement de livraison	Sas de racleurs [2]
Manitoba	**Gretna** SE 8-1-1 WPM	BK 1242.4	Inversée	Nouvelle	-	-
	St. Leon SW 33-4-9 WPM	BK 1155.6	Inversée	-	-	-
	Glenboro SE 3-7-14 WPM	BK 1103.3	Inversée	-	-	-
	Souris NE/SE 8-8-20 WPM	BK 1040.0	Inversée	Nouvelle	-	-
	Cromer NE 17-9-28 WPM - SE 20-9-28 WPM	BK 958.8	Inversée	Nouvelle	-	Modifié
Saskatchewan	**Langbank** SE/SW 2-13-3 W2M	BK 875.2	Inversée	-	-	-
	Glenavon SW 22-14-9 W2M	BK 812.1	Inversée	-	-	-
	Odessa SW 35-15-14 W2M	BK 762.0	Inversée	-	-	-
	Regina NE 32-17-19 W2M	BK 704.2	Inversée	-	-	Modifié
	Craik SE 10-23-29 W2M - NE 3-23-29 W2M	BK 590.7	Inversée	-	-	-
	Loreburn SW 12-26-5 W3M	BK 538.9	Inversée	-	-	-
	Herschel SE/SW 16-31-16 W3M	BK 413.6	Inversée	-	-	-
	Kerrobert SE 34-33-22 W3M	BK 351.3	Inversée	-	Nouveau	Modifié
Alberta	**Metiskow** SE 1-40-5 W4M	BK 229.6	Inversée	-	-	-
	Hardisty SE 30-42-9 W4M	BK 175.4	Inversée	Nouvelle	Nouveau	-
	Kingman SE 5-49-20 W4M	BK 51.1	Inversée	-	-	-
	Edmonton SE 5-53-23 W4M - NE 32-52-23 W4M	BK 0.0	Pompes mises au repos	-	Nouveau	-

[1] ART : agent réducteur de traînée
[2] Les installations de racleurs situées à la BK 899.9, près de Kelso (Saskatchewan), seront également modifiées.

MO-03-2008

RELATIVEMENT À la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 9 mars 2007 qu'Enbridge Pipelines Inc. (EPI) et Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL), désignées collectivement les demandeurs, ont présentée aux termes des alinéas 74(1)*a)* et 74(1)*b)* de la Loi sur l'ONÉ pour solliciter l'autorisation de transférer certaines installations du réseau principal d'EPI (installations de la canalisation n° 13) à Enbridge Southern Lights LP, et obtenir une exemption aux termes du paragraphe 129(1.1); demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le dossier OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01.

DEVANT l'Office, le 13 février 2008.

ATTENDU QUE l'Office a reçu des demandes, en date du 9 mars 2007, de la part des demandeurs proposant le projet Southern Lights, qui est constitué des deux sous-projets suivants : le projet de pipeline de diluant et le projet de remplacement de capacité;

ATTENDU QUE le transfert des installations de la canalisation n° 13, telles qu'elles sont décrites à l'annexe A ci-jointe, font partie du projet de pipeline de diluant;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique en conformité avec l'ordonnance d'audience OH-3-2007 relativement au projet Southern Lights;

ATTENDU QUE le transfert ne nécessite pas la conduite d'une évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*;

ATTENDU QU'EPI est propriétaire du réseau principal de transport de pétrole brut (réseau principal), suivant le certificat d'utilité publique OC-1 daté du 9 mai 1960, tel qu'il a été modifié par l'ordonnance AO-1-OC-1 datée du 28 octobre 1971, et le certificat d'utilité publique OC-38 daté du 18 mars 1994;

ATTENDU QUE les demandeurs ont convenu que, en contrepartie du retrait par EPI des services de la canalisation n° 13 sur le réseau principal d'EPI, Enbridge Southern Lights LP remplacerait la capacité retirée au moyen du nouveau pipeline Lc et des modifications à la canalisation n° 2;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant les deux projets constituant le projet Southern Lights sont exposées dans ses Motifs de décision OH-3-2007, datés de février 2008, et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ, conformément aux alinéas 74(1)*a)* et 74(1)*b)* de la Loi sur l'ONÉ et sous réserve de la délivrance d'un certificat pour le pipeline de pétrole léger corrosif, que le transfert des installations de la canalisation n° 13 d'EPI à Enbridge Southern Lights LP soit autorisé.

IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE, en vertu du paragraphe 129(1.1), une exemption soit accordée pour que ne s'appliquent pas les dispositions du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* suivant lesquelles, lorsque des installations sont achetées à une société du même groupe, le coût d'origine des installations et la dépréciation accumulée sont inscrits dans les comptes de la société acheteuse;

IL EST EN OUTRE ORDONNÉ QUE, sauf avis contraire de la part de l'Office, la présente ordonnance expirera le 1er juillet 2010 à moins que l'Office n'ait été informé du fait que le transfert a été exécuté.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office,
Claudine Dutil-Berry

Annexe A
Office national de l'énergie
Ordonnance MO-XX-2008

Demande d'EPI/ESL en vue d'obtenir l'autorisation de transférer certaines installations pipelinières
Dossier : OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01

Installations

- 704,2 kilomètres de canalisations de 508 mm (NPS 20) de diamètre extérieur, 58,9 kilomètres de canalisations de 457 mm (NPS 18) de diamètre extérieur et 482 kilomètres de canalisations de 406,4 mm (NPS 16) de diamètre extérieur, débutant à Edmonton (Alberta) et se terminant à la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba)
- 17 stations de pompage le long de la canalisation n° 13
- 46 vannes de sectionnement et 6 vannes de retenue

Annexe IV

Conditions du certificat concernant le pipeline de pétrole brut léger corrosif

Généralités

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement dans une condition, la *construction* englobe l'enlèvement de la végétation, les travaux d'excavation et les autres activités associées à la préparation de l'emprise et des sites des stations qui peuvent avoir un effet sur l'environnement, mais ne comprend pas les travaux habituels de lever ou de collecte de données.

1. Enbridge Pipeline Inc. (EPI) doit se conformer à toutes les conditions énoncées dans le présent certificat, sauf indication contraire de la part de l'Office.

Exigences techniques

2. EPI doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, aux normes et aux autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007.

Environnement

3. EPI doit appliquer ou faire appliquer l'ensemble des politiques, méthodes, programmes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007 ou dans ses présentations connexes.

Engagements

4. EPI doit :

   a) déposer auprès de l'Office et publier sur son site Web, au moins 60 jours avant la date prévue du début de la construction, un tableau qui relève tous les engagements qu'elle a pris au cours de l'instance OH-3-2007 à l'égard du pipeline de pétrole léger corrosif (Lc), ainsi que les conditions imposées par l'ONÉ et les délais associés à chaque engagement ou condition;

   b) au moins une fois par trimestre, fournir sur son site Web une mise à jour concernant l'exécution des engagements mentionnés au point a) et informer l'Office en conséquence.

Plaintes des propriétaires fonciers

5. EPI doit créer et tenir, aux fins de vérification, des registres permettant de suivre la chronologie des plaintes formulées par les propriétaires fonciers au sujet du pipeline Lc. Ces registres doivent comprendre les renseignements suivants :

   a) la date à laquelle la plainte a été reçue du propriétaire foncier;

   b) le mode de transmission de la plainte (p. ex., téléphone, lettre, courriel, etc.);

   c) les dates de tous les appels téléphoniques, visites, lettres, inspections du site ou visites de surveillance, rapports et autres contacts subséquents;

   d) des renseignements à jour sur les coordonnées de toutes les parties en cause;

   e) une description détaillée de la plainte;

   f) la date de règlement de la plainte;

   g) en cas de non-règlement de la plainte, un exposé des mesures subséquentes à prendre ou des raisons pour lesquelles il n'y a pas lieu de prendre d'autres mesures.

Avant la construction

Calendrier de construction

6. EPI doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction des installations de station Lc, un calendrier de construction détaillé indiquant toutes les principales activités de construction à effectuer et l'informer par la suite de toutes les modifications apportées au calendrier, au fur et à mesure qu'elles surviennent.

7. EPI doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant le début de la construction du pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, un calendrier de construction détaillé indiquant toutes les principales activités de construction à effectuer et l'informer par la suite de toutes les modifications apportées au calendrier, au fur et à mesure qu'elles surviennent.

Procédures de soudage et d'essai

8. EPI doit élaborer le programme d'assemblage lié aux installations de station Lc et le déposer auprès de l'Office au moins 60 jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels chaque programme se rapporte. Chaque programme d'assemblage doit détailler ce qui suit :

   a) les qualifications exigées des soudeurs;

   b) les qualifications exigées des inspecteurs en soudage et les fonctions confiées à ces derniers;

c) les techniques et procédés de soudage qu'EPI compte utiliser;

d) les devis relatifs à la procédure de soudage et les registres concernant l'agrément de la procédure;

e) les devis relatifs à la procédure de soudage à utiliser sur des pipelines en exploitation (le cas échéant);

f) les procédures d'examen non destructif (END), y compris les registres d'agrément des procédures, faisant état des techniques et procédés d'examen par ultrasons et (ou) par radiographie qu'EPI compte utiliser, pour chaque technique de soudage;

g) les critères d'acceptation de défauts pour chaque type de soudure (c.-à-d. fabrication, raccord, réparation);

h) des explications sur la façon dont les critères d'acceptation de défauts ont été déterminés;

i) tout autre renseignement pertinent concernant le programme d'assemblage.

9. EPI doit élaborer le programme d'assemblage lié au pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, et le déposer auprès de l'Office au moins 60 jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels chaque programme se rapporte. Chaque programme d'assemblage doit détailler ce qui suit :

a) les qualifications exigées des soudeurs;

b) les qualifications exigées des inspecteurs en soudage et les fonctions confiées à ces derniers;

c) les techniques et procédés de soudage qu'EPI compte utiliser;

d) les devis relatifs à la procédure de soudage et les registres concernant l'agrément de la procédure;

e) les devis relatifs à la procédure de soudage à utiliser sur des pipelines en exploitation (le cas échéant);

f) les procédures d'examen non destructif (END), y compris les registres d'agrément des procédures, faisant état des techniques et procédés d'examen par ultrasons et (ou) par radiographie qu'EPI compte utiliser, pour chaque technique de soudage;

g) les critères d'acceptation de défauts pour chaque type de soudure (c.-à-d. fabrication, raccord, réparation);

h) des explications sur la façon dont les critères d'acceptation de défauts ont été déterminés;

i) tout autre renseignement pertinent concernant le programme d'assemblage.

Manuels

10. EPI doit déposer auprès de l'Office les programmes et manuels suivants dans les délais indiqués :

    a) un plan exhaustif de santé et de sécurité concernant les installations de station Lc –au moins 60 jours avant le début de la construction de ces installations;

    b) un plan exhaustif de santé et de sécurité concernant le pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc –au moins 60 jours avant le début de la construction du pipeline Lc, sauf les installations de station Lc;

    c) un programme d'essais sous pression sur place du pipeline Lc – au moins 14 jours avant les essais sous pression.

Plan de protection de l'environnement

11. EPI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins soixante (60) jours avant le début de la construction des installations de station Lc, une mise à jour du plan de protection de l'environnement (PPE) établi pour le projet. Le PPE doit exposer toutes les méthodes de protection de l'environnement ainsi que les engagements en matière d'atténuation et de surveillance visant les installations de station Lc dont EPI a fait état dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées, dans ses présentations connexes ou au cours de ses consultations avec d'autres organismes gouvernementaux. EPI ne pourra entamer les travaux de construction des installations de station Lc avant que l'Office ait approuvé son PPE.

12. EPI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins soixante (60) jours avant le début de la construction du pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, une mise à jour du plan de protection de l'environnement (PPE) établi pour le projet. Le PPE doit exposer toutes les méthodes de protection de l'environnement ainsi que les engagements en matière d'atténuation et de surveillance visant le pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, dont EPI a fait état dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées, dans ses présentations connexes ou au cours de ses consultations avec d'autres organismes gouvernementaux. EPI ne pourra entamer les travaux de construction du pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, avant que l'Office ait approuvé son PPE.

Archéologie et paléontologie

13. EPI doit :

    a) au moins 60 jours avant le début de la construction des installations de station Lc, déposer auprès de l'Office les résultats des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées sur les lieux des installations de station Lc;

    b) inclure les recommandations découlant des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées.

14. EPI doit :

a) au moins 60 jours avant le début de la construction du pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, déposer auprès de l'Office les résultats des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées;

b) inclure les recommandations découlant des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées, dont celles qui se rapportent aux tertres funéraires de Thornhill, dans le PPE.

Pendant la construction

Ressources archéologiques et patrimoniales

15. En cas de découverte de ressources patrimoniales ou archéologiques non relevées antérieurement, EPI :

a) doit cesser immédiatement les travaux sur les lieux de la découverte et aviser les autorités provinciales compétentes;

b) ne peut reprendre les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation des autorités provinciales compétentes

Rapports d'étape sur les travaux de construction

16. EPI doit présenter à l'Office des rapports d'étape mensuels sur l'avancement des travaux de construction, sous une forme qui convienne à l'Office, du début jusqu'à la fin de la construction. Ces rapports doivent exposer les activités exécutées au cours de la période visée, les enjeux survenus sur le plan de la sécurité et de l'environnement et les cas de non-conformité, s'il y a lieu, ainsi que les mesures prises pour résoudre chaque enjeu.

Programme de surveillance de l'épaisseur de la couverture

17. EPI doit :

a) au moins 90 jours après la mise en exploitation du pipeline Lc, soumettre à l'approbation de l'Office un programme de surveillance de l'épaisseur de la couverture du pipeline (PSÉCP) comprenant :

(i) la fréquence des activités de surveillance;

(ii) la méthode de surveillance;

(iii) les mesures d'atténuation prévues dans l'éventualité de la découverte, au cours des activités de surveillance, d'endroits où l'épaisseur de couverture est inférieure à 0,6 m, y compris la période maximale entre le moment où EPI prend connaissance de l'occurrence d'une faible épaisseur de couverture et la mise en œuvre des mesures correctives;

(iv) les moyens employés pour communiquer les constatations découlant du PSÉCP aux propriétaires fonciers touchés et inclure leurs commentaires dans l'élaboration de stratégies d'atténuation;

b) intégrer le PSÉCP à son programme de gestion de l'intégrité et présenter une description de la méthode qui a été employée pour le faire;

c) présenter une description des consultations effectuées sur l'élaboration du PSÉCP auprès des propriétaires fonciers établis le long du tracé du pipeline Lc.

Conformité aux conditions

18. Dans les 30 jours suivant la mise en service du projet approuvé, EPI doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes de la présente ordonnance. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

19. Au plus tard le 31 janvier de chacune des 5 premières années suivant la mise en exploitation du pipeline Lc, EPI doit déposer auprès de l'Office, et publier sur son site Web, à titre d'information, un rapport environnemental postérieur à la construction qui :

a) indique sur une carte ou un schéma tout problème environnemental survenu durant la construction;

b) examine l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées pendant la construction et la méthode employée pour évaluer l'efficacité des mesures;

c) précise l'état de chaque problème relevé (y compris les problèmes soulevés par les propriétaires fonciers), et notamment s'il a été résolu ou non;

d) expose les mesures qu'EPI propose de prendre pour remédier à tout problème non résolu ainsi que l'échéancier prévu à cette fin.

Le rapport doit aborder, sans y être limité, les questions touchant la productivité du sol sur les terres cultivées, les mauvaises herbes, la remise en état de la prairie naturelle, les franchissements de cours d'eau et les espèces végétales préoccupantes.

Expiration du certificat

20. Sauf avis contraire de la part de l'Office, donné avant le 31 août 2009, le présent certificat expire le 31 août 2009 à moins que les travaux de construction liés aux installations n'aient débuté à cette date.

Annexe V

Rapport d'examen environnemental préalable

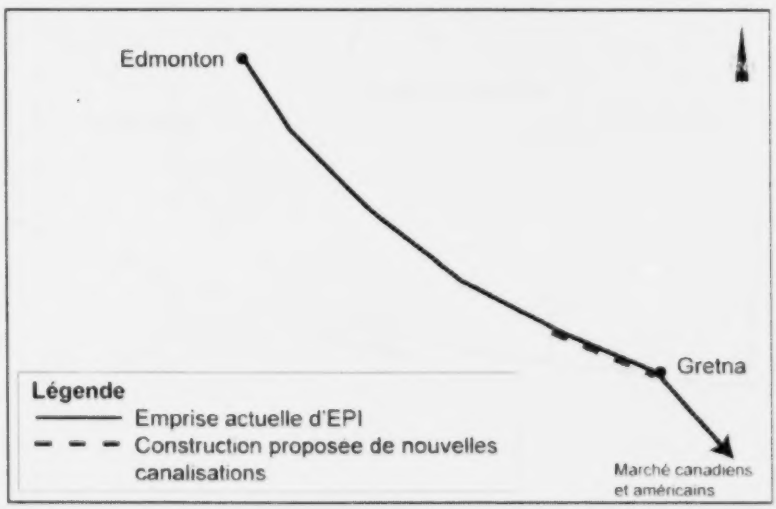
Office national de l'énergie — National Energy Board

RAPPORT D'EXAMEN ENVIRONNEMENTAL PRÉALABLE

Établi en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE)

Projet Southern Lights

Noms des demandeurs :	Enbridge Pipelines Inc. (EPI) Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL) (EPI et ESL sont désignées collectivement les « demandeurs »)		
Date de la demande :	9 mars 2007 (Trousse d'information préliminaire - 14 novembre 2006)	**Date de l'inscription faite en vertu de la LCÉE :**	24 novembre 2006
Numéros des dossiers de l'Office national de l'énergie :	OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01 OF-Fac-Oil-E242-2006-01 012	**Numéro de référence du Registre de la LCÉE :**	06-01-23919
Déclencheur du *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées* de la LCÉE :	Article 52 et paragraphe 58(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi)*	**Date de la détermination faite en vertu de la LCÉE :**	5 février 2008



Canada

RÉSUMÉ DE L'EXAMEN PRÉALABLE

Les demandeurs ont sollicité l'approbation d'un certain nombre d'ouvrages et d'activités concrètes visant à permettre le transport de diluant de Chicago à Edmonton au moyen d'un pipeline existant, qui sert actuellement à acheminer le pétrole brut dans la direction opposée. Pour contrebalancer la réduction éventuelle de la capacité de transport de pétrole brut, Enbridge Pipelines Inc. a également sollicité l'autorisation de construire environ 288 km de canalisations et de modifier des stations de pompage établies le long de son réseau actuel.

L'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) est le coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale pour le projet visé par la demande (projet). Transports Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada se sont déclarés des autorités responsables à l'égard du projet, et Environnement Canada, Pêches et Océans Canada, Ressources naturelles Canada et Santé Canada se sont déclarés des autorités fédérales pourvues de connaissances spécialisées. Des organismes du gouvernement du Manitoba et d'autres parties intéressées ont également participé au processus d'évaluation environnementale.

Il a été défini que le projet était susceptible de causer un certain nombre d'effets environnementaux négatifs, à la fois biophysiques et socioéconomiques. Les principaux sujets de préoccupation du public concernaient la réduction des capacités des sols et le risque de contamination de l'eau à la suite d'un rejet accidentel sur le pipeline proposé ou le pipeline existant dont on proposait l'inversion.

Au cours de son étude du projet, l'ONÉ a examiné les renseignements produits par les demandeurs, les ministères et le public. L'Office estime que, pourvu que soient respectés tous les engagements pris par les demandeurs et mises en œuvre les mesures de protection de l'environnement proposées par ces derniers, de même que ses propres recommandations, le projet envisagé n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

TABLE DES MATIÈRES

1.0 INTRODUCTION 130

1.1 Aperçu du projet 130
1.2 Sources d'information utilisées dans le REEP 130

2.0 RAISON D'ÊTRE DU PROJET 131

3.0 LE PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE 131

3.1 Participation du gouvernement au processus d'évaluation environnementale (ÉE) 131
3.2 Rétroaction du public, y compris celle d'organismes gouvernementaux et des Premières nations 132
3.2.1 Observations présentées à l'Office 132
3.2.2 Ébauche de la portée de l'ÉE 132
3.2.3 Audience de l'ONÉ 132
3.2.4 Ébauche du rapport d'examen environnemental préalable 132

4.0 PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE 133

5.0 DESCRIPTION DU PROJET 133

5.1 Étape de la construction 133
5.2 Étape de l'exploitation 135
5.3 Étape de la cessation de l'exploitation 137

6.0 ESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT 137

6.1 Tracé du pipeline Lc 137
6.2 Stations de pompage associées aux trois composantes du projet et six emplacements de vanne de sectionnement sur la canalisation n° 13 141

7.0 COMMENTAIRES FORMULÉS PAR LE PUBLIC SUR DES ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES DU PROJET 142

7.1 Enjeux liés au projet soulevés lors des consultations menées par les demandeurs 142
7.2 Enjeux liés au projet soulevés dans les commentaires soumis à l'ONÉ 142
7.3 Commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable. 143

8.0 MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ 143

9.0 ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX 144

9.1 Choix du tracé du pipeline Lc 144
9.1.1 Réalignement du tracé dans la région de la rivière Souris 144
9.1.2 Autres réalignements du tracé 145
9.1.3 Opinion de l'Office 145
9.2 Interactions entre le projet et l'environnement 146
9.3 Effets environnementaux négatifs éventuels 150
9.3.1 Analyse des effets environnementaux négatifs éventuels qui peuvent être atténués au moyen de mesures courantes 151
9.3.1.1 Analyse 151
9.3.1.2 Surveillance post-construction 156
9.3.1.3 Opinion de l'Office 156
9.3.2 Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels 156
9.3.2.1 Effets éventuels sur les capacités des sols agricoles 156
9.3.2.2 Contamination éventuelle des terres humides et des aquifères à la suite d'un accident ou d'une défaillance du pipeline Lc pendant l'exploitation 160
9.3.2.3 Contamination possible de la rivière Saskatchewan Sud à la suite d'un accident ou d'une défaillance de la canalisation n° 13 162
9.4 Inspection 164
9.5 Évaluation des effets cumulatifs 164
9.5.1 Interaction d'autres projets avec le projet Southern Lights 165
9.5.2 Effets cumulatifs éventuels 165
9.5.3 Conclusion des demandeurs 167
9.5.4 Opinion de l'Office 167
9.6 Programme de suivi 168
9.7 Recommandations 168

10.0 CONCLUSION DE L'ONÉ 172

11.0 PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ 172

ANNEXE 1 PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE (TELLE QU'ELLE A ÉTÉ ÉTABLIE EN JUIN 2007) 173

ANNEXE 2 STATIONS DE POMPAGE EXISTANTES OÙ LA RÉALISATION DE TRAVAUX OU D'ACTIVITÉS EST PROPOSÉE 180

ANNEXE 3 COMMENTAIRE SUR L'ÉBAUCHE DU RAPPORT D'EXAMEN ENVIRONNEMENTAL PRÉALABLE 181

ANNEXE 4 DÉFINITION DES CRITÈRES D'IMPORTANCE 184

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AF	autorités fédérales, au sens du paragraphe 2(1) de la LCÉE
AIM	Affaires intergouvernementales Manitoba
AINC	Affaires indiennes et du Nord Canada
Alberta Clipper	projet d'agrandissement Alberta Clipper d'Enbridge Pipelines Inc.
AR	autorités responsables, au sens du paragraphe 2(1) de la LCÉE
ART	agent réducteur de traînée
BK	borne kilométrique
CM	Conservation Manitoba
É.-U.	États-Unis
EC	Environnement Canada
ÉE	évaluation environnementale
EPI	Enbridge Pipelines Inc.
ERCB	Energy Resources Conservation Board (l'Alberta Energy and Utilities Board a été séparé en deux régies distinctes le 1er janvier 2008, soit l'Energy Resources Conservation Board, qui réglemente l'industrie énergétique, et l'Alberta Utilities Commission, qui réglemente les services publics)
ESL	Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP
GRHM	Gestion des ressources hydriques Manitoba
ha	hectare
ITM	Infrastructure et Transports Manitoba
installations de station Lc	station de pompage de pétrole brut léger corrosif, et installations connexes, et tuyauterie de station de pompage à trois sites de station de pompage d'EPI
km	kilomètre
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
LEP	*Loi sur les espèces en péril*
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m	mètre
mm	millimètre
MIA	ministère des Affaires intergouvernementales de l'Alberta
MPLA	Manitoba Pipeline Landowners Association
MVA	Meewasin Valley Authority
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PEO	Pêches et Océans Canada
pipeline Lc	pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif et installations connexes

PIU	plan d'intervention en cas d'urgence
REEP ou rapport	rapport d'examen environnemental préalable
SAPL	Saskatchewan Association of Pipeline Landowners
SC	Santé Canada
TC	Transports Canada

1.0 INTRODUCTION

1.1 Aperçu du projet

Enbridge Pipelines Inc. (EPI) est propriétaire-exploitante de la partie canadienne d'un réseau pipelinier principal qui sert actuellement à transporter du pétrole brut et des produits pétroliers d'Edmonton (Alberta) à un point sur la frontière canado-américaine situé près de Gretna (Manitoba) [frontière canado-américaine]. Le réseau est constitué d'un certain nombre de canalisations, dont les canalisations n^{os} 2 et 13, qui se rendent toutes jusqu'aux États-Unis et desservent des marchés canadiens et américains. Le long de l'emprise du réseau se trouvent plusieurs stations de pompage et vannes associées aux diverses canalisations.

Les demandeurs[1] proposent de construire et d'exploiter le projet Southern Lights (le projet) qui, au Canada, serait formé de trois composantes :

1. la construction et l'exploitation d'un pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif, ainsi que l'infrastructure connexe aux stations de pompage (installations de station Lc), collectivement appelées le pipeline Lc;
2. des modifications à l'infrastructure de la canalisation n^{o} 2;
3. la conversion au service de transport de diluant[2] de la canalisation n^{o} 13 existante, actuellement affectée au transport de pétrole brut vers le sud, et l'inversion subséquente du sens d'écoulement de la canalisation pour qu'elle assure le transport vers le nord.

Il s'agirait aussi de construire et d'exploiter divers pipelines et installations aux États-Unis, mais ces ouvrages et activités débordent la portée du présent projet.

1.2 Sources d'information utilisées dans le REEP

Le rapport d'examen environnemental préalable (REEP) repose sur les renseignements tirés des sources suivantes :

- la demande relative au projet (volume I – Demande, volume II – Rapport de l'évaluation environnementale et socioéconomique et volume III – Cartes-tracés environnementales);
- les dépôts supplémentaires concernant la demande relative au projet;

---

1 L'expression « demandeurs » désigne EPI et Enbridge Southern Lights GP, au nom d'Enbridge Southern Lights LP (ESL). EPI possède et exploite les pipelines et installations en place et construira toutes les nouvelles installations mentionnées ci-dessus; elle demeurera propriétaire de la canalisation n^{o} 13 dont on propose l'inversion tant que la construction de cette composante du projet n'aura pas débuté. Le terme « demandeurs » sera employé dans le rapport dans les cas où une question concerne les deux parties.

2 Le pétrole extra lourd et le bitume exigent l'emploi de diluants pour réduire la viscosité du produit brut de sorte qu'il réponde aux spécifications voulues pour le transport par pipeline. Les éventuelles sources de diluants du projet appartiennent à trois grandes catégories : les flux d'hydrocarbures légers recyclés provenant de raffineries; l'essence naturelle issue des tours de fractionnement des liquides de gaz naturel; et l'essence naturelle importée en Amérique du Nord.

- les réponses aux demandes de renseignements;
- divers manuels d'EPI mentionnés dans la demande relative au projet (p. ex., directives environnementales pour la construction (décembre 2003), plan de gestion des déchets (octobre 2004);
- les observations présentées par le public et les parties intéressées;
- la preuve produite à l'audience publique orale.

On peut consulter les renseignements déposés en rapport avec la demande dans le site Web de l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office), au www.neb-one.gc.ca, sous la rubrique « Documents de réglementation ». Pour obtenir des précisions sur la marche à suivre pour obtenir des documents, prière de communiquer avec la secrétaire de l'Office, à l'adresse figurant à la section 11.0 du REEP.

2.0 RAISON D'ÊTRE DU PROJET

L'inversion du sens d'écoulement et le changement de service sur la canalisation n° 13 permettraient d'assurer un nouveau service de transport de diluant de Chicago (Illinois) à Edmonton (Alberta) pour répondre aux besoins en diluants associés à l'accroissement prévu de la production de pétrole lourd et de bitume dans l'Ouest canadien entre 2010 et 2025.

La construction du pipeline Lc proposé (capacité supplémentaire) et les modifications à la canalisation n° 2 (augmentation de la puissance de pompage pour accroître le débit) visent à contrebalancer le retrait de la canalisation n° 13 du service de transport de pétrole brut.

3.0 LE PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

Une demande visant à obtenir les diverses approbations nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet, qui comprend les trois composantes décrites à la section 1.0 du rapport, a été présentée à l'Office le 9 mars 2007, en vertu de l'article 52 et du paragraphe 58(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi*).

Les dispositions précitées de la *Loi* étant visées dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE) et le *Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées*, la préparation du présent REEP est devenue nécessaire.

3.1 Participation du gouvernement au processus d'évaluation environnementale (ÉE)

L'ONÉ est le coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale visant le projet. Dès la réception d'une trousse d'information préliminaire, en novembre 2006, il a diffusé un avis de coordination fédérale, en application de l'article 5 du *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* (Règlement sur la coordination fédérale), pris en vertu de la LCÉE, pour déterminer les autres ministères fédéraux susceptibles de s'intéresser au processus d'ÉE. Voici qui résume les réponses reçues :

Autorités responsables (AR)	Autorités fédérales (AF) pourvues de connaissances spécialisées
Transports Canada*(TC) Affaires indiennes et du Nord Canada	Environnement Canada (EC) Pêches et Océans Canada ** (PEO) Ressources naturelles Canada Santé Canada (SC)

*TC a indiqué qu'il se considérera comme une AR jusqu'à ce qu'il décide s'il peut accorder une autorisation en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables* (LPEN) ou de la *Loi*. TC a également indiqué qu'il a l'intention de limiter sa participation au processus d'évaluation environnementale aux éléments du projet qui déclencheraient vraisemblablement l'application de la LCÉE, c'est-à-dire le paragraphe 5(1) de la LPEN ou l'approbation du franchissement du ruisseau Oak en vertu de l'article 108 de la *Loi*.

**PEO a déclaré qu'il ne fournira pas de commentaires relativement à la portée générale proposée de l'évaluation environnementale du projet et qu'il définira plutôt pour le projet une portée qui rejoint ses responsabilités aux termes de la *Loi sur les pêches* et de la LCÉE et qui se rapporte directement aux effets sur le poisson et l'habitat du poisson qui découleraient de la construction du pipeline. PEO a indiqué qu'il effectuera une évaluation en vertu de la LCÉE, sous la forme d'un examen préalable et que la portée définie pour les fins de son évaluation traitera des franchissements de cours d'eau dans le cas desquels une autorisation doit être obtenue aux termes de la *Loi sur les pêches*.

L'avis de coordination fédérale a aussi été envoyé à des organismes provinciaux en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Environnement Saskatchewan et Conservation Manitoba (CM) se sont dits intéressés à suivre le processus d'ÉE ou à y participer.

3.2 Rétroaction du public, y compris celle d'organismes gouvernementaux et des Premières nations

3.2.1 Observations présentées à l'Office

Au cours du processus d'ÉE, l'Office a été saisi d'un certain nombre d'observations intéressant l'évaluation environnementale du projet. La section 7.2 du rapport énumère les principaux sujets de préoccupation qui se dégagent des observations soumises.

3.2.2 Ébauche de la portée de l'ÉE

À la mi-mars 2007, l'ONÉ a adressé une lettre aux AR, AF et organismes provinciaux intéressés pour les inviter à lui faire part de leurs commentaires sur l'ébauche de la portée de l'ÉE du projet. À la fin d'avril 2007, il a lancé un processus pour recueillir les commentaires du public sur la portée de l'ÉE, comme l'exige le paragraphe 18(3) de la LCÉE, ainsi qu'affiché l'ébauche de la portée de l'ÉE dans le Registre canadien d'évaluation environnementale.

3.2.3 Audience de l'ONÉ

Conformément à l'ordonnance d'audience OH-3-2007, trois audiences orales publiques se sont tenues à l'égard du projet, soit à Calgary (Alberta) les 13 et 14 août, à Regina (Saskatchewan) les 20 et 21 août, puis de nouveau à Calgary, les 29 et 31 octobre.

3.2.4 Ébauche du rapport d'examen environnemental préalable

Dans une lettre datée du 13 décembre 2007, l'ONÉ a invité les parties intéressées à lui faire part de leurs commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable. De plus, cette ébauche a été affichée dans le Registre canadien d'évaluation environnementale pour que le public puisse faire connaître ses observations. Un bref résumé de ces observations figure à la section 7.3 et l'examen environnemental préalable a été modifié pour en tenir compte.

4.0 PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

La portée de l'évaluation environnementale du projet (document de portée) comprend trois parties :

1. l'énoncé de la portée du projet;
2. la liste des éléments à examiner;
3. l'énoncé de la portée des éléments à examiner.

La portée de l'évaluation environnementale, telle qu'elle a été déterminée par les AR, de concert avec les AF et le public, est présentée à l'annexe 1 du REEP; chaque partie y est décrite en détail. L'annexe 1 contient aussi une lettre exposant les raisons pour lesquelles aucune modification n'a été apportée à la portée de l'ÉE en réponse à deux lettres reçues du public.

Pour les fins du projet, l'expression « solutions de rechange », telle qu'elle figure à la section 2.2 du document de portée, renvoie principalement aux autres tracés possibles pour le pipeline Lc, lesquels sont examinés à la section 9.1 du REEP. Des méthodes de construction de rechange (aux franchissements de cours d'eau, par exemple) sont aussi examinées dans le contexte des solutions de rechange.

La section 5.0 du REEP détaille la « portée du projet » en y incorporant les mises à jour et les révisions que les demandeurs ont apportées au projet depuis juin 2007, moment où la portée de l'évaluation environnementale a été définie.

5.0 DESCRIPTION DU PROJET

Les sections 5.1, 5.2 et 5.3 présentent des renseignements sur chacune des composantes du projet, et ce, pour les trois étapes du cycle de vie : la construction, l'exploitation et la cessation de l'exploitation. La carte 1 montre l'emplacement géographique des installations en cause.

5.1 Étape de la construction

	Ouvrages et (ou) activités concrètes
Pipeline Lc Calendrier proposé de construction du pipeline : août/automne 2008	*Pipeline* ▪ Construction d'un pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif de 288 kilomètres (km) de long et de 508 millimètres (mm) de diamètre extérieur entre Cromer (Manitoba) et la frontière canado-américaine. ▪ Le pipeline Lc serait situé à l'intérieur de l'emprise actuelle d'EPI au Manitoba, ou adjacent à celle-ci, sur environ 260 km de son tracé. ▪ La largeur de l'emprise existante, qui contient cinq pipelines (1, 2, 3, 4 et 13), varie et EPI propose de l'uniformiser à 36,6 mètres (m) avec l'installation du pipeline Lc. Sur 110 km de l'emprise existante, il ne serait pas nécessaire d'acquérir de nouveaux terrains à titre permanent. Une aire de travail temporaire d'environ 22 m de largeur serait requise. ▪ Une nouvelle emprise de 18,3 m de largeur serait aménagée pour le pipeline Lc sur une distance d'environ 28 km, à l'extérieur de l'emprise existante d'EPI au Manitoba. ▪ Construction d'un tronçon de nouvelle emprise de 7,9 km à l'est de la vallée de la rivière Souris.

	Ouvrages et (ou) activités concrètes
	▪ Aménagement d'environ 20 km de nouvelle emprise (au total) à dix endroits. ▪ Besoins en terrains approximatifs : 377 hectares (ha) d'emprise permanente et 697 ha utilisés comme aires de travail temporaires. ▪ Des aires de travail temporaires pourraient être nécessaires aux croisements de routes, de voies ferrées et de services publics de tiers, aux franchissements de plans d'eau, aux endroits exigeant de gros travaux de terrassement, à l'emplacement de chemins de construction/d'accès, ainsi que sur les sites d'entreposage de l'équipement et des conduites, aux lieux de dépôt de rebuts, autour des bancs d'emprunt et à l'emplacement des bureaux de chantier. ▪ Les croisements de chemins et de voies ferrées seraient réalisés généralement par forage. ▪ Les travaux requis comprendraient notamment ce qui suit : déboisement, récupération de la couche de terre végétale, terrassement, creusement de tranchées, remblayage, nettoyage et remise en état; l'usage d'explosifs pourrait s'imposer aux endroits où le sous-sol est rocheux. ▪ Des essais sous pression utilisant de l'eau ou, en cas de gel, soit de l'eau chaude, soit un mélange eau-méthanol, seront effectués; on disposerait du fluide d'essai conformément aux exigences réglementaires pertinentes. ▪ Plusieurs méthodes seraient utilisées pour réaliser les franchissements de cours d'eau, telles que l'isolement (barrage et pompe, canal), le forage dirigé horizontal, le perçage et la tranchée à ciel ouvert. ▪ Le pipeline serait doté d'un système de protection cathodique. ▪ Douze vannes de sectionnement seraient installées sur l'emprise du pipeline Lc. ▪ Épaisseur du couvert minimum : 0,9 m de sous-sol. *Installations de station Lc* ▪ À chacune des trois stations de pompage existantes*, EPI installerait des électropompes et des bâtiments électriques; des installations de sas de racleurs et un nouveau système d'injection d'agent réducteur de traînée (ART) seraient installés à Cromer.
Modifications à la canalisation n° 2 ▪ Calendrier de construction proposé : 2008	▪ Installation, déplacement ou remise en service de systèmes d'injection d'ART à 22 stations de pompage existantes*. ▪ Modification, remplacement et (ou) installation de pompes et de moteurs à 17 stations de pompage existantes*. ▪ Aucun besoin de nouveaux terrains ou d'une nouvelle emprise. ▪ Des essais hydrostatiques pourraient être effectués.

Inversion de la canalisation n° 13
▪ Calendrier : juillet 2009 à juin 2010
	▪ Modification de la tuyauterie dans 17 stations de pompage existantes*.
	  ▪ La poussée des pompes serait inversée dans toutes les stations, sauf à Edmonton, où les pompes seraient retirées du service.
	  ▪ Installation de systèmes d'injection d'ART dans quatre stations de pompage existantes.
	▪ Mise en place de compteurs de livraison et de raccords dans trois stations de pompage existantes.
	▪ Modification de quatre sas de racleurs en place dans des stations de pompage existantes.
	▪ Modification de six vannes de sectionnement existantes le long de la canalisation n° 13.
	▪ Aucun besoin de nouveaux terrains ou d'une nouvelle emprise.
	▪ Des essais hydrostatiques pourraient être effectués.

*** L'annexe 2 indique les emplacements des stations de pompage.**

5.2 Étape de l'exploitation

Le pipeline Lc est censé entrer en service à l'achèvement des travaux de construction et les installations associées aux modifications requises à la canalisation n° 2 doivent être mises en service dans ce même délai ou avant. La canalisation n° 13 doit assurer le transport de diluant d'ici le milieu de 2010. On s'attend à ce que la durée de vie utile du projet, dans son ensemble, dépasse 50 ans.

Voici des précisions sur l'étape de l'exploitation de chacune des composantes du projet.

Pipeline Lc

- Des patrouilles périodiques, aériennes et terrestres, seraient effectuées le long du pipeline pour assurer une surveillance environnementale et repérer les dommages à la canalisation ou aux structures anti-érosion permanentes, les cas d'empiètement sur l'emprise, les endroits où la canalisation est exposée, les zones érodées ou creusées par l'eau, ainsi que les endroits où la végétation est clairsemée; les jalons et panneaux indiquant la présence du pipeline seraient également inspectés.
- Des outils d'inspection interne seraient passés périodiquement dans la canalisation pour repérer tout problème d'intégrité.
- Des excavations d'entretien seraient effectuées au besoin.

Modifications à la canalisation n° 2, inversion de la canalisation n° 13 et installations de station Lc

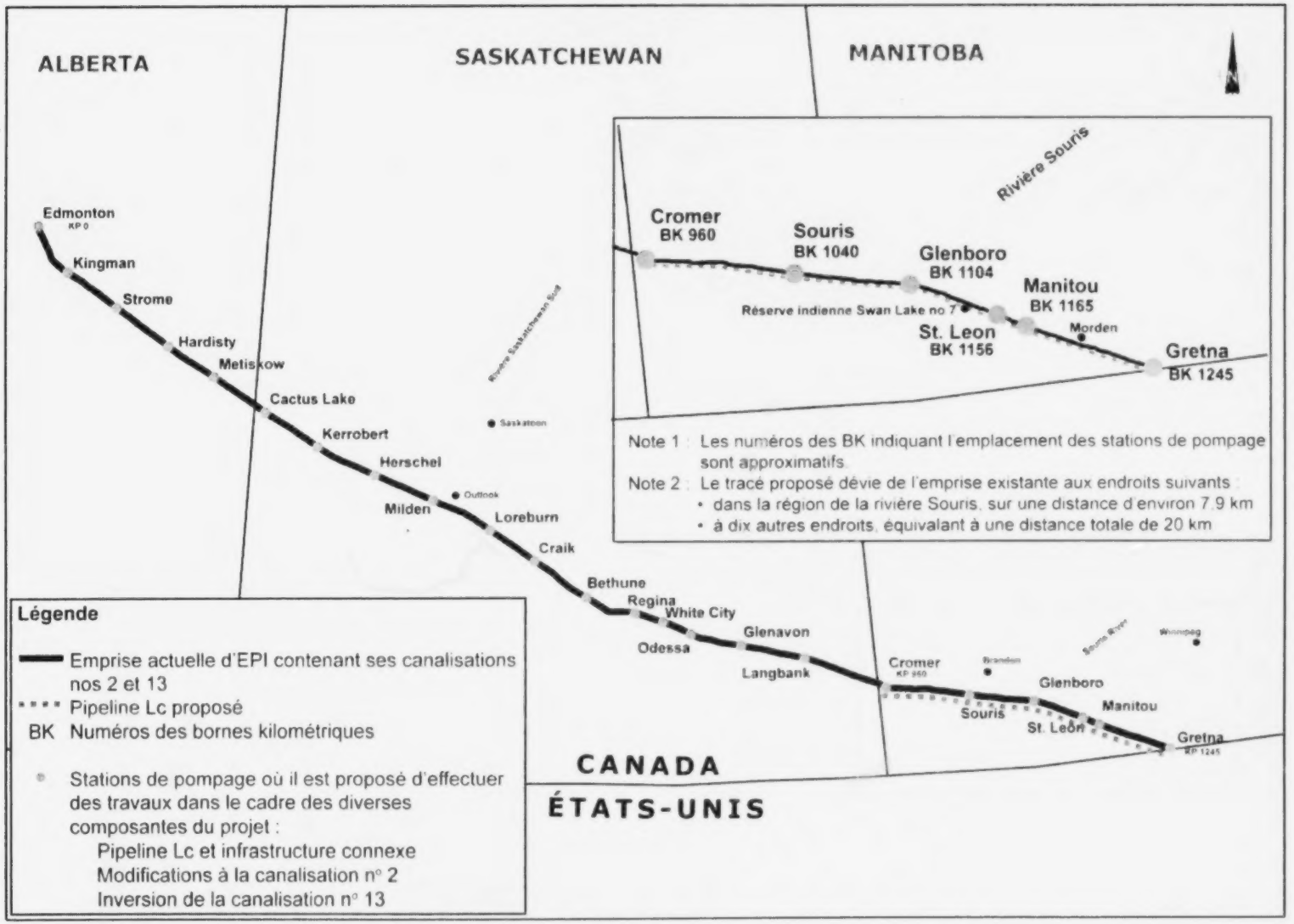
- Les installations permanentes, comme les stations de pompage, seraient inspectées périodiquement; les sas de racleurs le seraient au moins une fois par semaine.
- Les zones végétalisées avoisinant les installations permanentes seraient tondues de façon périodique, et du gravier pourrait être ajouté à l'occasion sur les sites et les chemins d'accès.
- Le réseau pipelinier n'utilise aucune source de combustion associée à un procédé industriel et toutes les pompes sont entraînées par des moteurs électriques.
- Les pompes et moteurs, qu'ils soient neufs ou modifiés, répondraient aux exigences de la directive sur le bruit n° 038[3] de l'Alberta Energy and Utilities Board, ci-après désignée *ERCB Directive 038: Noise Control* (directive 038 de l'ERCB sur le bruit).
- EPI dispose d'un système de surveillance de l'eau souterraine dans toutes les stations de pompage, sauf huit, et les demandeurs se sont engagés à implanter de tels systèmes dans les huit stations qui en sont dépourvues, durant la première année suivant la fin de la construction du projet.

---

[3] L'Alberta Energy and Utilities Board a été séparé en deux régies distinctes le 1er janvier 2008, soit l'Energy Resources Conservation Board (ERCB), qui réglemente l'industrie énergétique, et l'Alberta Utilities Commission, qui réglemente les services publics). En conséquence, le titre de cette directive est devenu *ERCB Directive 038: Noise Control*.

Carte 1

Projet Southern Lights



5.3 Étape de la cessation de l'exploitation

À la fin de la durée de vie utile du projet, il faudrait présenter une demande suivant l'alinéa 74(1)*d)* de la *Loi* pour cesser d'exploiter les installations du projet; à ce moment-là, l'ONÉ évaluerait, aux termes de la *Loi* et de la LCÉE, les effets environnementaux pouvant résulter des activités de cessation d'exploitation proposées. Il est prévu qu'un bon nombre des effets environnementaux associés à la cessation d'exploitation seraient vraisemblablement semblables à ceux qu'entraîneraient la construction ou l'exploitation du projet.

6.0 DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT

6.1 Tracé du pipeline Lc

La description de l'environnement repose sur des renseignements de diverses sources, y compris :

- des analyses documentaires;
- des études sur le terrain (sols, faune et végétation) menées pour les fins du projet Terrace – phase 1 d'EPI, lesquelles datent des années 1990;
- des études sur le terrain effectuées aux endroits suivants (pour la plupart en 2006) :
  - endroits où le tracé déviait de celui du projet Terrace – phase 1,
  - sections du tracé du pipeline Lc ne faisant pas partie du projet Terrace – phase 1,
  - zones avoisinant le tracé du pipeline Lc dont on connaissait l'importance écologique, d'après les résultats des études menées pour le projet Terrace – phase 1;
- des études détaillées dans un éventail de disciplines, p. ex., les sols, la faune, les plantes rares, le poisson et les terres, qui ont été réalisées en 2007 pour combler les lacunes connues des travaux sur le terrain antérieurs.

La portée spatiale des études sur le terrain détaillées variait selon le sujet. Par exemple, les relevés touchant la faune et son habitat ont été effectués dans des sections du tracé proposé du pipeline qui traversent des zones de végétation indigène, comme la prairie naturelle, des zones forestières vierges et des bois pâturés de plus de 100 m de longueur. Des relevés pédologiques ont été faits dans des endroits non étudiés auparavant et des relevés des mauvaises herbes ont été effectués sur pratiquement toute la longueur du tracé du pipeline Lc.

EPI a déclaré que les études sur le terrain visaient notamment à inventorier les espèces présentes ou faire ressortir les enjeux, à élaborer une description de l'habitat et à appuyer l'élaboration de mesures d'atténuation efficaces et pratiques.

Comme EPI n'avait pas accès à tous les secteurs pour mener ses études détaillées en 2007, elle s'est engagée à entreprendre d'autres études en 2008 et à en présenter les résultats à l'ONÉ et aux autres organismes intéressés avant d'entamer la construction. À propos de certaines études, telles que les relevés de plantes rares faits en fin d'été, EPI a déclaré que les résultats en seraient soumis à l'ONÉ et aux organismes compétents dix jours avant que les travaux de construction débutent dans les zones étudiées. EPI a effectué un certain nombre de relevés de fin d'été de

plantes rares sur quelque 20 km du tracé du pipeline Lc et s'est engagée à en mener d'autres en 2008, soit sur environ 10 km au total.

Utilisation des terres

- L'utilisation des terres le long du tracé proposé se répartit comme suit : 68,4 % de terres cultivées, 11,6 % de terres affectées à la culture du foin, 9,9 % de pâturages, 4,5 % de zones forestières vierges et de bois pâturés, 5 % de prairie naturelle et 0,6 % (le reste) de terres perturbées.
- Les infrastructures en place dans la région comprennent des routes, des voies ferrées, des lignes de transport d'électricité et des parcs éoliens; l'exploitation gazière et pétrolière et l'agriculture sont certaines des activités qui y sont menées. Les projets envisagés dans le secteur comprennent le projet d'agrandissement Alberta Clipper (Alberta Clipper), le projet Southern Access et le projet de prolongement de la canalisation 4 d'EPI, le projet Keystone de TransCanada et divers projets de production d'électricité éolienne.

Terrain et sols

- Le relief du terrain va de plat à ondulé; certaines des vallées où sont prévus les franchissements de cours d'eau (p. ex., celui du ruisseau Deadhorse) sont encaissées dans des pentes raides.
- Aucun substrat rocheux n'a été trouvé à la profondeur prévue de la tranchée lors de relevés pédologiques récents.
- Le tracé proposé ne traverse pas de zones de pergélisol ni de régions sujettes à des tremblements de terre.
- Une bonne partie du tracé proposé traverse des sols de type argileux propices à la formation d'ornières et à la compaction dans des conditions humides; on rencontre aussi couramment des sols de texture grossière qui sont vulnérables à l'érosion par le vent et susceptibles de causer l'effondrement des parois d'une tranchée.
- Les sols de prairies naturelles sont vulnérables à la formation d'ornières et à la pulvérisation (sol/gazon).
- Environ 5 % des sols rencontrés le long du tracé proposé sont salins et (ou) sodiques.
- Il existe une zone connue de contamination à la BK 1154.8 et sur des terres cultivées ou affectées à la culture du foin qui se trouvent le long du tracé proposé et sur lesquelles des déversements et des fuites seraient survenus antérieurement au cours d'activités agricoles. (La section 9.3.1.1 fournit des précisions à ce sujet, sous la rubrique *Découverte de sols contaminés existants*.)

Poisson et habitat du poisson

- Le pipeline Lc proposé franchirait 26 cours d'eau au total. De plus, 17 bassins de drainage aux chenaux mal définis et présentant une faible valeur halieutique ont été relevés le long du tracé proposé.
- Dix des cours d'eau de moyenne et grande importance trouvés le long du tracé pourraient soutenir le frai printanier de poissons de pêche sportive; 23 espèces de poisson ont été

capturées au cours d'un échantillonnage et 20 autres espèces pourraient fréquenter ces eaux.

- On s'attend à ce que la rivière Souris coule à longueur d'année; cependant, il est possible qu'un grand nombre d'autres cours d'eau que traverse le tracé proposé soient à sec, gèlent jusqu'au fond ou n'aient qu'un débit négligeable pendant l'hiver.

Aquifères

- On dénombre 17 aquifères de sable et de gravier le long du tracé proposé. Le tracé du pipeline Lc traverserait quatre aquifères : le lac Oak (BK 975 à la BK 1034), le delta de la rivière Assiniboine (BK 1080 à la BK 1110), Winkler (BK 1207 à la BK 1219) et un aquifère à proximité de la réserve indienne Swan Lake n° 7 dont la nappe phréatique est élevée.

Terres humides

- Le tracé proposé traverse 83 km d'habitats de terres humides, dont moins de 1 km d'étendues d'eau libre peu profonde et 82 km de prairies et prés bas humides.
- Les terres humides ayant un statut de conservation spécial sur le plan de la conservation comprennent les suivantes : la région des lacs Oak/Plum abritant une zone aviaire importante (BK 987.0 à la BK 1004.0); une réserve de gibier à plume (BK 984.9 à la BK 990.1); deux projets de Canards Illimités visant des terres humides (BK 1052.0 à la BK 1053.7 et BK 1174.3 à la BK 1174.8); deux secteurs visés par des accords de conservation de la Société protectrice du patrimoine écologique du Manitoba (SPPÉA) (BK 1052.1 à la BK 1052.9 et BK 1056.2 à la BK 1057.0); ainsi que deux zones désignées prioritaires en vertu du Plan nord-américain de gestion de la sauvagine (BK 960.0 à la BK 977.1 et BK 1052.0 à la BK 1063.0).

Végétation

- La plupart des terres longeant le tracé proposé ont été labourées profondément ou déboisées à des fins agricoles; cependant, il se trouve des vestiges de végétation indigène (allant de prairies de fétuque à des forêts de peupliers-faux trembles et (ou) de chênes à gros fruits) sur des sols qui sont impropres à l'agriculture ou présentent des contraintes topographiques qui y limiteraient la pratique de l'agriculture.
- Au total, 70 mauvaises herbes préoccupantes ont été observées le long des sections du tracé proposé qui ont fait l'objet de relevés en 2007.
- Quelque 131 ha de végétation indigène, comprenant 59 ha de prairie naturelle et 72 ha de zones forestières vierges et de bois pâturés, seraient perturbés ou déboisés au cours des travaux de construction.

Qualité de l'air

- Le tracé proposé traverse une région assez peu touchée par le développement industriel et commercial, ce qui concourt à une qualité de l'air élevée.

Faune et habitat de la faune

- L'écorégion offre un important habitat de reproduction pour la sauvagine, ainsi qu'un habitat propice à d'autres espèces comme le cerf de Virginie, le coyote, le lièvre d'Amérique, le lapin à queue de coton, le renard roux, le gaufre gris, l'écureuil fouisseur, l'ours noir, l'orignal, le castor et le lièvre, et à des espèces aviaires telles le tétras à queue fine, la pie d'Amérique et la gélinotte huppée.

Espèces en péril, répertoriées à l'annexe 1 de la Loi sur les espèces en péril *(LEP)*

- La région avoisinant le tracé proposé peut soutenir un habitat privilégié pour les 15 espèces suivantes répertoriées à l'annexe 1 de la LEP : le méné à grandes écailles, la dalée velue, la tradescantie de l'Ouest, le cypripède blanc, le scinque des Prairies, le pluvier siffleur, le renard gris, le petit blongios, la pie-grièche migratrice, le faucon pèlerin, le pipit de Sprague, l'hespérie du Dakota, le râle jaune, la grenouille léopard et le monarque.
- Le pipit de Sprague et le monarque sont les seules espèces répertoriées dans la LEP qu'on ait observées dans le périmètre occupé par le tracé proposé au cours des relevés de 2007; la grenouille léopard et le faucon pèlerin y avaient été relevés antérieurement.
- Il y a des occurrences documentées de la mulette feuille d'érable dans la rivière Assiniboine, mais cette espèce, qui est censée être ajoutée à l'annexe 1 de la LEP, n'était présente dans aucun des échantillons prélevés dans la rivière Souris, au franchissement du pipeline Lc.

Espèces préoccupantes (espèces répertoriées dans la LEP autres que celles qui figurent à l'annexe 1, et autres espèces répertoriées aux niveaux fédéral ou provincial)

- Les terres situées le long du tracé peuvent abriter les habitats privilégiés d'environ 30 espèces de faune et de poisson, et quelque 85 espèces végétales qui figurent dans la LEP — ailleurs qu'à l'annexe 1 — ou sont répertoriées aux niveaux fédéral ou provincial.
- Le butor d'Amérique, la guifette noire, le bruant sauterelle, la buse à queue rousse, le hibou des marais et la buse de Swainson sont des espèces préoccupantes qui ont été observées dans le périmètre occupé par le tracé proposé au cours des relevés faits en 2007. Le crapaud des Plaines, le pic à tête rouge, la couleuvre verte, la chélydre serpentine, le faucon émerillon, le balbuzar pêcheur et le cormoran à aigrettes ont été relevés au cours d'études antérieures.
- D'après les relevés effectués en 2007, les espèces végétales préoccupantes qui suivent ont été observées dans la région : le thermopsis rhombifolié, l'andropogon hallii (sand bluestem), le carex de Schweinitz et l'hélianthe de Nuttall. Le faux-sorgho penché, espèce peu courante mais non répertoriée comme rare au Manitoba, a également été observé. Le polygala sénéca a aussi été observé lors de relevés antérieurs.

Aspects socioéconomiques

- Une section d'environ 0,9 km du tracé proposé traverse la réserve indienne Swan Lake n° 7 et est utilisée pour la production de foin.
- On a dénombré 537 puits d'eau dans les quarts de section traversés par le tracé proposé, lesquels sont utilisés principalement comme source d'eau domestique et pour le bétail.

Ressources patrimoniales

- Dix-huit sites archéologiques, relevés antérieurement, se trouvent dans le voisinage général du tracé proposé, y compris les tertres funéraires de Thornhill.
- Plusieurs zones le long du tracé proposé sont réputées avoir un potentiel élevé d'abriter des ressources historiques.

Usage de terres et de ressources à des fins traditionnelles

- Le pipeline Lc proposé traverse des terres visées par le Traité n° 1, le Traité n° 2, le Traité n° 4 et le Traité n° 6, ainsi que des terres que les Premières nations de Dakota et les peuples métis revendiquent comme territoire traditionnel.

6.2 Stations de pompage associées aux trois composantes du projet et six emplacements de vanne de sectionnement sur la canalisation n° 13

La description qui suit vaut pour toutes les stations de pompage existantes et les six emplacements de vanne de sectionnement sur la canalisation n° 13 où des travaux doivent être effectués dans le cadre du projet. Tout le travail serait exécuté dans les limites de l'enceinte de chaque installation.

- Il s'agit de sites industriels clôturés, qui ont été perturbés antérieurement.
- Absence de terre végétale, de végétation et d'habitat convenable pour la faune (y compris les espèces en péril).
- Sauf à Edmonton (Alberta), aucun des emplacements des stations n'avoisine un cours d'eau.
- Sauf à Craik et Glenavon (Saskatchewan), il n'y a pas de terres humides dans un rayon de 30 m des stations.
- L'exploitation actuelle des stations de pompage est une source permanente de bruit, mais le niveau de bruit produit par les pompes et les moteurs respecte les limites définies dans la directive 038 de l'ERCB sur le bruit.

7.0 COMMENTAIRES FORMULÉS PAR LE PUBLIC SUR DES ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES DU PROJET

7.1 Enjeux liés au projet soulevés lors des consultations menées par les demandeurs

Au cours de la préparation de l'évaluation environnementale et socioéconomique du projet, les demandeurs ont consulté un éventail de sources, dont le public, des associations de propriétaires fonciers et des organismes gouvernementaux aux niveaux fédéral, provincial et municipal. L'information recueillie les a aidés à cerner les éventuels effets environnementaux négatifs et les sujets de préoccupation, ainsi qu'à concevoir des mesures d'atténuation. Les demandeurs ont résolu, au cours du processus de demande, la majorité des enjeux et des questions que leur démarche de consultation avait mis en lumière. Certaines questions ont été soulevées directement auprès de l'Office, par le dépôt de commentaires. Ces aspects sont relevés dans la section 7.2 ci-dessous.

7.2 Enjeux liés au projet soulevés dans les commentaires soumis à l'ONÉ

L'Office a été saisi de commentaires par le public, des associations de propriétaires fonciers et divers ordres de gouvernement. Ces commentaires faisaient état de plusieurs effets environnementaux possibles du projet; ceux-ci sont classés ci-dessous selon la composante environnementale touchée.

Composante environnementale	Parties intéressées		
	Organismes gouvernementaux (ordre fédéral, provincial, régional, local)	Public (particuliers, associations de propriétaires fonciers, groupes voués à la conservation)	Groupes autochtones
Faune	X		
Espèces en péril	X		
Terres humides	X		
Poisson et habitat du poisson	X		
Végétation	X		
Sols	X	X	
Santé	X		
Occupation humaine et exploitation des ressources	X	X	
Ressources patrimoniales			X
Usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles			X
Accidents et défaillances	X	X	
Effets cumulatifs		X	

La section 9.0 du rapport tient compte de l'information fournie et des préoccupations soulevées par le biais des commentaires soumis à l'Office.

7.3 Commentaires sur l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable

À la suite de la publication de l'ébauche du rapport d'examen environnemental préalable, des commentaires ont été transmis à l'Office par EC, SC, TC, AINC, PEO, CM, Gestion des ressources hydriques Manitoba (GRHM) et Affaires intergouvernementales Manitoba (AIM). Les demandeurs ont également soumis des commentaires, y compris des réponses à plusieurs des commentaires des divers organismes gouvernementaux.

Un résumé des commentaires est présenté à l'annexe 3. Certains ont entraîné des modifications au texte du rapport. Des explications sont données au sujet des commentaires dont il n'a pas été tenu compte dans la version définitive.

L'Office a également apporté des changements d'ordre mineur au texte pour fins d'amélioration de la clarté et de cohérence.

En ce qui concerne sa participation au processus adopté en vertu de la LCÉE, AINC a indiqué qu'il pourrait décider d'effectuer son propre examen environnemental préalable; ce dernier serait limité au champ de compétence d'AINC dans le cas présent (la réserve de Swan Lake) et serait fondé sur le rapport d'examen environnemental préalable produit par l'ONÉ.

8.0 MÉTHODE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE EMPLOYÉE PAR L'ONÉ

L'Office a adopté une approche axée sur les enjeux pour évaluer les effets du projet sur l'environnement. Les choix en matière de tracés de rechange pour le pipeline Lc sont examinés à la section 9.1. Dans la section 9.2 de son analyse, l'Office a relevé les interactions qui sont susceptibles de se produire entre les activités proposées du projet et les éléments environnementaux ambiants. Il a aussi tenu compte des accidents et défaillances qui pourraient se produire en rapport avec le projet ainsi que de tout changement que l'environnement pourrait exiger d'apporter au projet. Si aucune interaction n'était à prévoir entre le projet et une composante environnementale donnée, il n'a pas jugé nécessaire de poursuivre l'examen de cette composante. De même, il n'a pas jugé bon d'analyser plus en détail les interactions qui entraîneraient des effets positifs ou celles qui n'auraient aucun effet. Dans les cas où les effets éventuels du projet étaient incertains, ils ont été inclus dans la catégorie des effets environnementaux négatifs éventuels.

La section 9.3.1 présente une analyse de tous les effets environnementaux négatifs éventuels auxquels il est généralement possible de remédier par l'application de normes de conception ou de mesures d'atténuation courantes. À la section 9.3.2, l'Office a traité de certains effets environnementaux négatifs éventuels qui doivent faire l'objet d'une analyse détaillée en raison des préoccupations qu'ils soulèvent dans le public ou de la nécessité de recourir à des normes de conception ou des mesures d'atténuation spéciales. L'annexe 4 détaille les critères utilisés pour évaluer l'importance des effets.

Les sections 9.4 et 9.5 traitent des inspections et des effets cumulatifs, respectivement. La section 9.6 examine les programmes de suivi et la section 9.7 expose les conditions recommandées pour toute approbation subséquente du projet.

9.0 ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

9.1 Choix du tracé du pipeline Lc

Le désir d'EPI d'éviter le plus possible de perturber des terres intactes, d'éviter les zones d'une grande fragilité écologique et d'optimiser l'efficacité opérationnelle est ce qui a guidé le choix du tracé du nouveau pipeline Lc.

Le tracé proposé du pipeline Lc est parallèle au corridor pipelinier actuel d'EPI sur environ 90 % de sa longueur.

Dans une lettre de commentaires, EC a recommandé que le promoteur propose un tracé de rechange qui permettrait d'éviter de grandes étendues de terres humides. EPI a déclaré par la suite qu'elle croyait comprendre que la demande de modification du tracé était motivée principalement par des préoccupations concernant des déversements potentiels, plutôt que par le risque de dommages causés par la construction. La section 9.3.2.2 détaille les mesures d'atténuation qu'EPI a proposées en réponse à ces préoccupations.

EPI a indiqué un certain nombre d'endroits où elle a réaligné le tracé de sorte qu'il dévie du corridor pipelinier existant. Ces cas de réalignement sont examinés ci-dessous.

9.1.1 Réalignement du tracé dans la région de la rivière Souris

Parce que le tracé empiétait sur l'emplacement d'une ferme dans la région de la rivière Souris, EPI l'a fait dévier d'environ 7,9 km par rapport au corridor existant.

EPI a défini deux tracés de rechange à cet endroit :

- Tracé de rechange n° 1 : environ 7,4 km de long; suppose l'aménagement d'une nouvelle emprise sur environ 23 % de sa longueur totale; instabilité du talus sur une partie du tracé; croisement d'une autoroute à un endroit, à réaliser par forage.
- Tracé de rechange n° 2 : environ 7,9 km de long; suppose l'aménagement d'une nouvelle emprise sur toute sa longueur; aucun problème de stabilité du talus le long du tracé; croisement d'une autoroute à deux endroits, à réaliser par forage.

EPI a choisi le tracé de rechange n° 2 pour éviter les problèmes de stabilité du talus.

Dans une lettre de commentaires, Infrastructure et Transports Manitoba (ITM) a fait savoir qu'elle privilégiait le tracé de rechange n° 1 parce qu'il comportait moins de croisements de route. À cet égard, ITM a souligné que les exigences suivantes doivent être respectées : les croisements d'autoroutes et de routes provinciales secondaires doivent être réalisés par forage; toute perturbation de l'emprise doit être réparée de manière à remettre cette dernière dans son état antérieur; des mesures anti-érosion doivent être appliquées aux endroits où, selon ITM, le risque d'érosion est élevé. EPI s'est engagée à respecter ces exigences.

9.1.2 Autres réalignements du tracé

EPI a proposé de faire dévier le tracé par rapport au corridor existant à dix autres endroits, soit sur environ 20 km du tracé proposé de 288 km. Ces déviations tenaient à diverses raisons telles que l'évitement de terres humides, de rideaux coupe-vent, de cimetières et d'éléments d'infrastructure existants. La distance linéaire des réalignements proposés varie de dizaines de mètres à environ 300 m.

EPI a indiqué qu'elle n'avait relevé aucun effet potentiel lié aux réalignements proposés qui n'ait pas déjà été traité dans sa demande, précisant que les réalignements proposés ne changent en rien ses conclusions concernant l'importance des effets environnementaux.

9.1.3 Opinion de l'Office

L'Office estime qu'un tracé qui longe le plus possible le corridor existant d'EPI réduit au minimum les effets environnementaux éventuels. Il trouve que la proposition d'élargir une emprise pipelinière existante, au lieu de construire le projet sur des terrains non déjà perturbés par des installations pipelinières, comporterait un minimum d'effets environnementaux et socioéconomiques. De plus, la surveillance et l'entretien des pipelines seraient d'autant plus efficaces dans le cas d'une emprise commune, plutôt que deux emprises séparées géographiquement.

En ce qui touche le réalignement du tracé dans la région de la rivière Souris, l'Office juge que le choix du tracé de rechange n° 2 contribue à réduire les effets environnementaux éventuels en éliminant le problème de la stabilité du talus noté à l'égard du tracé de rechange n° 1. L'Office se rend compte qu'ITM privilégie le tracé de rechange n° 1 parce qu'il comporte seulement un croisement d'autoroute, mais estime que grâce à l'emploi des techniques courantes de forage, comme le propose EPI, la construction des croisements aurait peu d'effet, sinon aucun, sur l'exploitation continue des routes touchées. Toutefois, avant que débutent les travaux de forage, l'Office s'attendra à ce qu'EPI consulte ITM et collabore avec lui pour résoudre les problèmes qui pourraient surgir.

Concernant les autres réalignements mentionnés plus haut, l'Office trouve que le tracé proposé par EPI est approprié et qu'il occasionnerait probablement moins d'effets environnementaux qu'autrement puisqu'il évite des zones écologiquement fragiles définies par EC, remédie à des préoccupations soulevées par des propriétaires fonciers et évite des éléments d'infrastructure, comme des maisons, des coupe-vent ou des installations gazières ou pétrolières. L'Office fait remarquer que des questions non résolues concernant le tracé pourraient, au besoin, être examinées au cours du processus subséquent de l'ONÉ concernant l'approbation du tracé détaillé.

Si le projet est approuvé, il faudrait présenter une demande distincte à l'ONÉ afin d'obtenir son approbation pour toute autre déviation ou modification du tracé sollicité.

9.2 Interactions entre le projet et l'environnement

(Les interactions se rapportent surtout au pipeline Le, mais certaines peuvent s'appliquer également aux stations de pompage et de vannes, tel qu'il est indiqué.)

	Composante environnementale	Inter-action avec le projet?	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel	Effets environnementaux négatifs éventuels	Examen des mesures d'atténuation :	
						Section 9.3.1	Section 9.3.2
Biophysique	Stabilité du terrain	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise	Nég.	• Instabilité du terrain	X	
	Sol et productivité du sol	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise et aux emplacements des stations de pompage • Utilisation de véhicules et d'engins de construction	Nég.	• Capacités des sols (mélange du sol de surface sous-sol, érosion, sols salins, présence de pierres dans le sous-sol et la couche végétale, pulvérisation, compaction, conditions humides) sur les : - terres non agricoles - terres agricoles • Découverte de sols contaminés existants	 X X	 X
	Végétation	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins de construction	Nég.	• Dégradation ou perturbation de la prairie naturelle • Dégradation de la végétation importante pour la faune • Introduction propagation de mauvaises herbes sur l'emprise du pipeline Le • Destruction d'arbres ornementaux et de bandes de végétation brise-vent et coupe-vent	X X X X	
	Qualité et quantité d'eau	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation, de remblayage et de dynamitage le long de l'emprise • Essais hydrostatiques des pipelines	Nég.	• Modification des régimes de drainage naturels • Baisse de la qualité de l'eau de surface • Perturbation du débit d'eau des puits • Perturbation du cours de sources	X X X X	

Composante environnementale	Inter-action avec le projet?	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel	Effets environnementaux négatifs éventuels	Examen des mesures d'atténuation :	
					Section 9.3.1	Section 9.3.2
Poisson et habitat du poisson	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation	Nég.	• Mortalité du poisson et perturbation ou dégradation de l'habitat du poisson causées par : ○ la perturbation de la végétation riveraine ○ la dégradation de l'habitat lotique ○ l'accroissement de la concentration de matières en suspension pendant les travaux de construction dans le lit de cours d'eau ○ le blocage du mouvement du poisson ○ la contamination résultant de déversements ○ l'instabilité des berges aux lieux de franchissement menant à l'érosion de ces berges	X	
Terres humides	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage aux franchissements de cours d'eau le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation	Nég.	• Dégradation des terres humides (habitat, fonction hydrologique et (ou) d'amélioration de la qualité de l'eau)	X	
Faune et habitat de la faune	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise et à l'emplacement de certaines stations de pompage • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation	Nég.	• Détérioration de l'habitat de la faune • Perturbation sensorielle et (ou) déplacement de la faune • Mortalité causée par des collisions de véhicules avec des animaux sur les chemins d'accès et le long de l'emprise • Mortalité causée par la perturbation physique de nids, de terriers, de tanières ou d'autres habitats localisés non découverts sur l'emprise	X X X X	
Espèces en péril (niveau fédéral)	O	• Voir les rubriques concernant la faune, la végétation et le poisson	Nég.	• Perturbation, mortalité ou destruction d'espèces en péril (faune, poisson ou végétation) ou dégradation de leur habitat	X	
Espèces à statut particulier (niveaux provincial, territorial, local)	O	• Voir les rubriques concernant la faune, la végétation et le poisson	Nég.	• Voir les rubriques concernant la faune, la végétation et le poisson	X	

	Composante environnementale	Inter-action avec le projet?	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel	Effets environnementaux négatifs éventuels	Examen des mesures d'atténuation :	
						Section 9.3.1	Section 9.3.2
	Qualité de l'air	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation Exploitation des installations de pompage, chauffage des bâtiments, emissions fugitives ou emissions provenant de procédés industriels	Nég.	• Emissions produites par les véhicules et les engins • Poussière • Fumée causée par le brûlage de déchets de coupe • Niveaux trace de gaz à effet de serre	X X X X	
Socioéconomique	Occupation humaine et exploitation des ressources	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation	Nég.	• Perturbation des activités d'exploitation agricole et d'élevage	X	
	Ressources patrimoniales	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation	Nég.	• Perturbation ou destruction de ressources patrimoniales	X	
	Usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles	I	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction	Nég.	• Destruction ou dégradation de sites traditionnels • Perturbation ou privation de l'exercice d'activités traditionnelles	X X	
	Bien-être social et culturel	N					
	Santé humaine / aspects esthétiques	O	• Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation • Exploitation continue des installations de pompage	Nég.	• Perte de jouissance de la propriété ou atteintes à la santé en raison du bruit	X	

	Composante environnementale	Inter-action avec le projet?	Description de l'interaction (comment, quand, où)	Type d'effet éventuel	Effets environnementaux négatifs éventuels	Examen des mesures d'atténuation :	
						Section 9.3.1	Section 9.3.2
Autres	Accidents / défaillances	O	• Travaux de déboisement, de terrassement, d'excavation et de remblayage le long de l'emprise et à l'emplacement des stations de pompage • Utilisation de véhicules et d'engins pendant la construction et l'exploitation • Risque de rejets d'hydrocarbures sur le pipeline Le et la canalisation n° 13 pendant l'exploitation	Neg.	• Contamination des terres humides et des aquifères à la suite d'un accident ou d'une défaillance du pipeline Le pendant l'exploitation		X
					• Contamination de la rivière Saskatchewan Sud à la suite d'un accident ou d'une défaillance de la canalisation n° 13		X
					• Contamination du sol à la suite d'une rupture ou d'une fuite causée par la défaillance d'un pipeline pendant l'exploitation	X	
					• Contamination de l'eau ou du sol à la suite du déversement de matières dangereuses pendant la construction	X	
					• Rupture ou endommagement de canalisations de tiers, des pipelines existants d'EPI ou de câbles pendant la construction	X	
					• Effets sur le poisson et son habitat causés par un rejet de boues de forage pendant des opérations de forage dirigé horizontal	X	
					• Incendies pendant la construction	X	
	Effets de l'environnement sur le projet	O	• Affaissement • Inondation • Incendies échappés • Intempéries	Neg.	• Retards de construction	X	
					• Perturbation de l'exploitation du projet	X	
					• Dommages à l'infrastructure	X	

Légende : O (Oui); N (Non); I (Incertain); P (Positif); Neutre; Nég. (Négatif)

☐ Éléments biophysiques ☐ Éléments socio-économiques ☐ Autres

9.3 Effets environnementaux négatifs éventuels

Pour remédier aux éventuels effets environnementaux négatifs, les demandeurs ont proposé plusieurs stratégies d'atténuation visant à prévenir ou à réduire au minimum les effets du projet; celles-ci comprennent l'évitement grâce au choix du tracé, l'établissement de calendriers des activités qui évitent les périodes sensibles, l'élaboration de mesures d'atténuation, y compris des plans d'urgence, pour parer à des enjeux généraux et aux enjeux propres à chaque site, la conduite d'inspections pendant la construction pour s'assurer que les mesures d'atténuation voulues sont appliquées et efficaces, ainsi que l'entretien des installations pendant l'exploitation du réseau pipelinier. Le lecteur est prié de se reporter à la demande relative au projet et la documentation à l'appui pour obtenir des précisions sur tous les moyens d'atténuation proposés par les demandeurs. Ces mesures ont fourni à l'Office une base suffisante pour évaluer les effets environnementaux négatifs éventuels du projet et satisfont à l'objectif qui est d'atténuer les effets négatifs éventuels sur l'environnement.

Ainsi qu'il est mentionné à la section 8.0 du rapport, l'analyse des effets négatifs éventuels a été effectuée en deux parties : la section 9.3.1 analyse les effets négatifs éventuels pouvant être atténués au moyen de mesures courantes, et la section 9.3.2 fournit une analyse détaillée de certains effets environnementaux négatifs éventuels. On remarquera, à la section 9.3.2, que l'exposé de chaque effet environnemental est suivi d'une rubrique « Opinion de l'Office » portant expressément sur l'effet traité, tandis qu'à la section 9.3.1, la rubrique « Opinion de l'Office » traite de tous les autres effets environnementaux négatifs éventuels relevés à la section 9.2. Les deux sections contiennent des recommandations concernant les conditions dont serait assortie une éventuelle approbation réglementaire du projet.

Études sur le terrain

Dans sa demande, EPI avait indiqué qu'un certain nombre d'études sur le terrain seraient effectuées en 2007. La société a informé l'Office par la suite que certaines de ces études ne pourraient pas être réalisées avant 2008, dont plusieurs peu de temps avant la date de début de la construction.

EPI a déclaré que dans tous les cas où le rapport d'une étude serait soumis à l'ONÉ après le dépôt de son plan de protection de l'environnement (PPE), examiné à la section 9.4, il y avait des mécanismes en place pour garantir que les renseignements à jour recueillis grâce à l'étude soient communiqués au personnel compétent sur le terrain. EPI a aussi affirmé que des consultations sur les moyens d'atténuation auraient lieu avec les organismes fédéraux et provinciaux si les études environnementales mettaient en lumière des enjeux particuliers.

EPI a indiqué que certaines des études sur le terrain portant sur des composantes biophysiques seraient présentées à la mi-juillet, mais que les résultats des relevés de fin d'été de plantes rares ne seraient pas disponibles avant le début d'août. Dans certains cas, EPI a demandé la permission d'entamer les travaux de construction seulement dix jours après le dépôt des rapports des études propres à certains sites. Elle a affirmé, toutefois, que les résultats des études en souffrance seraient fournis à l'ONÉ avant d'amorcer la construction du pipeline Lc sur les sites en question.

Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer qu'il serait plus efficace de regrouper les mesures d'atténuation dégagées des études dans un seul PPE exhaustif, au lieu de les disperser dans plusieurs pièces jointes supplémentaires. L'Office souligne que la conduite et la présentation d'études sur le terrain seulement dix jours avant le début de la construction n'est pas une situation optimale et que la qualité des études et des stratégies d'atténuation résultantes pourrait en souffrir à cause des contraintes de temps. L'Office souligne, de plus, que bien qu'EPI ait l'intention de mener et de présenter un certain nombre d'études biophysiques avant le milieu de l'été 2008, il est possible que les conditions météorologiques ou des circonstances imprévues retardent la conduite de certaines études, augmentant ainsi le nombre d'études qui ne seraient présentées que dix jours avant le début de la construction dans les zones étudiées.

L'Office reconnaît que les plans d'urgence qu'EPI a déposés dans le cadre de sa demande permettraient sans doute d'atténuer efficacement les effets du projet sur toute espèce rencontrée, mais il n'en reste pas moins que les mesures d'atténuation propres à chaque site ne seraient connues qu'après la conduite des études sur le terrain.

Pour garantir que des stratégies d'atténuation appropriées soient en place et convenablement communiquées, l'Office recommande que, pour tout rapport d'étude soumis après le dépôt du PPE, des rencontres soient ménagées au besoin entre EPI et des membres du personnel de l'Office, dès la réception du rapport et avant le début de la construction dans la zone visée, pour discuter des conclusions de l'étude, des mesures d'atténuation proposées et des résultats des consultations tenues avec d'autres organismes. Dans ses commentaires sur le rapport d'examen environnemental préalable, EC a affirmé qu'il était d'accord avec la position de l'Office selon lequel les résultats d'étude doivent être évalués, et les stratégies d'atténuation être l'objet d'engagements, avant le début de la construction.

9.3.1 Analyse des effets environnementaux négatifs éventuels qui peuvent être atténués au moyen de mesures courantes

9.3.1.1 Analyse

Les demandeurs ont défini des mesures de conception et d'atténuation courantes à l'égard de tous les effets environnementaux éventuels classés à la section 9.2 comme faisant partie de cette partie de l'analyse.

Le tableau qui suit examine les effets environnementaux négatifs éventuels, et les mesures d'atténuation courantes s'y rattachant, qui ont été soulevés dans des commentaires reçus par l'Office, au sujet desquels l'ONÉ a dû obtenir des renseignements supplémentaires auprès des demandeurs ou à l'égard desquels les demandeurs ont pris des engagements vis-à-vis d'autres ministères ou organismes, fédéraux ou provinciaux.

Effet environnemental négatif éventuel	Notes
Découverte de sols contaminés existants	▪ EPI a déjà en place une « procédure de gestion des sols contaminés » qui prévoit les étapes suivantes : o détermination du type de contamination; o première intervention (p. ex., notification de la société et des personnes-ressources gouvernementales); o manipulation et stockage temporaire du sol; o mesures anti-érosion; o échantillonnage et analyse du sol; o élimination; o documentation. ▪ EPI s'est engagée à enlever et à remplacer par de la terre propre tout sol contaminé rencontré pendant la construction, d'une manière qui respecte, ou dépasse, les exigences réglementaires pertinentes. ▪
Introduction/propagation de mauvaises herbes sur l'emprise du pipeline Lc	▪ L'euphorbe ésule est la mauvaise herbe la plus préoccupante aux yeux du public et des organismes gouvernementaux. ▪ EPI a déclaré qu'elle a passé en revue les mauvaises herbes qui sont une source de préoccupation, selon la *Manitoba Weeds of Concern Act* et le *Weeds of Concern Regulation*, avant d'effectuer les reconnaissances sur le terrain. ▪ Elle s'est engagée à effectuer un relevé des mauvaises herbes avant la construction et, tel qu'il est exposé à la section 9.3.1.2, l'Office recommande qu'EPI exécute un programme de surveillance post-construction de cinq ans afin de suivre les divers enjeux environnementaux, dont la gestion des mauvaises herbes. ▪ EPI a déclaré que les zones problématiques repérées pendant que le programme de surveillance post-construction est en vigueur seraient soumises à des mesures de gestion (p. ex., sarclage à la main, coupe ou pulvérisation), selon ce qu'elle-même, l'expert local en mauvaises herbes agricoles et les propriétaires fonciers jugent indiqué. ▪ Selon l'annexe 4 de l'entente entre EPI et la Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA)/Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL), qui est traitée plus en détail à la section 9.3.2, EPI s'est engagée à mettre en œuvre un plan supplémentaire de gestion des mauvaises herbes qui s'applique aux terres de membres de la MPLA et de la SAPL qui sont touchées par le projet.

Effet environnemental négatif éventuel	Notes
Mortalité du poisson et perturbation ou dégradation de l'habitat du poisson	▪ EPI a déterminé : ○ les emplacements des franchissements; ○ les espèces qui y sont présentes, ou pourraient l'être; ○ les techniques à employer pour les traversées de véhicules et les franchissements pipeliniers; ○ les mesures d'atténuation. ▪ EPI a effectué des relevés des poissons en 2007 et s'est engagée à en faire d'autres en 2008; les résultats de toutes les études sur les poissons seraient présentés à l'ONÉ, à PEO et à CM dans un rapport. ▪ EPI a déclaré qu'elle a des consultations continues avec PEO et GRHM à propos des énoncés opérationnels, des franchissements par forage dirigé horizontal et de l'autorisation par PEO et l'éventuelle compensation de la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson, ainsi qu'au sujet d'une liste définitive des franchissements de cours d'eau proposés. ▪ EPI a affirmé qu'elle se conformerait aux exigences de chaque approbation, permis et autorisation accordé par les autorités réglementaires et qu'elle ferait approuver, avant d'entamer la construction d'un franchissement, toute méthode de rechange ou modification par rapport aux exigences concernant les franchissements que prescrivent ces approbations, permis et autorisations.
Dégradation des terres humides (habitat, fonction hydrologique et (ou) d'amélioration de la qualité de l'eau)	▪ EPI a indiqué qu'elle met au point une proposition concernant la caractérisation et la compensation des terres humides pour pallier à la perte temporaire de fonctions de terres humides entraînée par la construction du pipeline Lc. Une fois la proposition terminée, elle compte en fournir des copies à EC et aux organismes provinciaux compétents pour qu'ils l'examinent. Son objectif est d'avoir en place un seul plan de compensation pour la perte temporaire de fonctions de terres humides qui satisfasse toutes les parties. ▪ EPI a déclaré qu'elle mettra sur pied un comité conjoint EPI/EC pour élaborer le programme post-construction de surveillance des terres humides. Dans ses commentaires sur le rapport d'examen environnemental préalable, EC a déclaré qu'il était satisfait du processus actuel d'EPI pour ce qui est des mesures prises remédier à la perte permanente ou provisoire des fonctions de terres humides.
Perturbation sensorielle et (ou) mortalité de la faune	▪ Les demandeurs ont indiqué qu'ils respecteraient les marges de recul et les restrictions temporelles sauf dans les circonstances où des critères de compensation ont été définis en cas de non-respect de ces restrictions, et qu'ils consulteraient les organismes compétents, selon les besoins.

Effet environnemental négatif éventuel	Notes
Perturbation, mortalité ou destruction d'espèces en péril (faune, poisson ou végétation) ou dégradation de leur habitat	▪ EPI a présenté les résultats d'études menées en 2007 et soumettra aux organismes compétents d'autres études sur le terrain qui seront effectuées en 2008, y compris une étude sur les bivalves de la rivière Souris. Même si la mulette feuille d'érable n'a pas encore été ajoutée à l'annexe 1 de la LEP, EPI vérifierait si cette espèce est présente dans la rivière Souris. ▪ EPI a déclaré qu'EC est satisfait du protocole établi pour les études sur le terrain, notamment de l'à-propos de la méthodologie de relevé de la faune et des plantes rares par rapport à l'étendue des zones de végétation indigène et de pâturage. ▪ EPI s'attend à ce que les espèces découvertes au cours des études de 2008 soient les mêmes qu'au cours des études antérieures; cependant, dans l'éventualité d'une nouvelle découverte, elle s'engageait à consulter les organismes fédéraux et provinciaux compétents pour confirmer l'à-propos des mesures d'atténuation proposées à l'égard de l'espèce découverte. ▪ EPI dispose de « plans d'urgence en cas de découverte d'espèces préoccupantes » qui visent le poisson et les bivalves, les plantes et la faune. ▪ EPI a indiqué que les renseignements complémentaires recueillis au moyen des études, y compris à propos des lacunes d'information à combler par de futures études sur le terrain, seraient regroupés en un seul document à l'usage du personnel de chantier clé qui s'occupe des aspects environnementaux. ▪ EPI a indiqué qu'un mécanisme est en place pour garantir que toute information mise en lumière par des études sur le terrain menées dix jours avant le début de la construction soit communiquée au personnel clé.
Dégradation ou perturbation de la prairie naturelle	▪ Le sol sera décapé sur toute la largeur de la tranchée et dans les couloirs de travail sur la majeure partie de l'emprise qui traverse de la prairie naturelle, pour prévenir le risque élevé d'orniérage et de pulvérisation de la couche végétale ou du gazon. ▪ Aux endroits où l'emprise de construction ne serait pas accessible à des véhicules à pneus de caoutchouc et où il n'est pas nécessaire de faire du terrassement, le décapage serait limité à la largeur de la lame. ▪ EPI veillerait à ce que les terres recouvertes de végétation indigène soient ensemencées avec des mélanges de semences indigènes. ▪ EPI éviterait d'utiliser des espèces hautement invasives sur des terres adjacentes qui ne sont pas de la prairie naturelle. ▪ La remise en état effectuée par EPI consisterait à réduire la superficie totale perturbée et à remettre l'emprise dans un état aussi proche que possible de celui d'avant la construction, selon ce qui est humainement possible dans un délai raisonnable.
Perturbation des activités d'exploitation agricole et d'élevage	▪ EPI donnerait un préavis aux fermiers et les indemniserait pour les pertes de récoltes. ▪ En outre, la surveillance post-construction pourrait aider à régler certains des enjeux (se reporter à la section 9.3.1.2, Surveillance post-construction, qui suit ce tableau).

Effet environnemental négatif éventuel	Notes
Perte de jouissance de la propriété ou atteintes à la santé en raison du bruit	▪ EPI veillerait à ce que la directive 038 de l'ERCB sur le bruit soit respectée dans toutes les installations de pompage. ▪ La directive 038 de l'ERCB sur le bruit est conçue pour maintenir un niveau sonore acceptable et protéger la qualité de vie des résidents vivant à proximité d'installations énergétiques.
Perturbation ou destruction de ressources patrimoniales	▪ Si des ressources patrimoniales non relevées auparavant étaient mises au jour pendant la construction du projet, toute activité cesserait sur les lieux de la découverte et le plan d'urgence en cas de découverte de ressources patrimoniales serait mis en œuvre. Des renseignements complets sur le site seraient consignés avant que reprennent les activités de construction. ▪ Outre cette mesure d'atténuation courante, l'Office recommande qu'EPI lui présente les résultats de ses reconnaissances archéologiques et paléontologiques et les recommandations découlant de ces travaux de reconnaissance, y compris celles ayant trait aux tertres funéraires de ThornhilL. L'Office recommande également qu'EPI suspende immédiatement les travaux sur les lieux de toute découverte de ressources archéologiques ou patrimoniales inconnues, en avise les autorités provinciales compétentes et ne reprenne les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation de l'autorité provinciale en question. (Voir les recommandations 1 et 2 à la section 9.7 du REEP.)
Destruction ou dégradation de sites traditionnels	▪ EPI a indiqué que son plan d'urgence dans l'éventualité où une organisation ou une collectivité autochtone ferait valoir l'existence d'intérêts autochtones dans la zone d'implantation du projet consisterait à rencontrer le groupe concerné et à collaborer avec celui-ci pour établir conjointement un plan d'action. ▪ Outre cette mesure d'atténuation courante, l'Office recommande qu'EPI lui présente les résultats de ses reconnaissances archéologiques et paléontologiques et les recommandations découlant de ces travaux de reconnaissance, y compris celles ayant trait aux tertres funéraires de ThornhilL. L'Office recommande également qu'EPI suspende immédiatement les travaux sur les lieux de toute découverte de ressources archéologiques ou patrimoniales inconnues, en avise les autorités provinciales compétentes et ne reprenne les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation de l'autorité provinciale en question. (Voir les recommandations 1 et 2 à la section 9.7 du REEP.)
Perturbation ou privation de l'exercice d'activités traditionnelles	▪ Aucun usage courant de terres à des fins traditionnelles n'a été relevé le long du pipeline Lc proposé. Il ressort de la preuve qu'EPI a consulté les groupes autochtones pour déterminer s'il était nécessaire de mener des études concernant l'usage traditionnel de terres et de ressources. EPI a aussi indiqué que, dans l'éventualité où une organisation ou une collectivité autochtone ferait valoir l'existence d'intérêts autochtones dans la zone d'implantation du projet, son plan d'urgence consisterait à rencontrer le groupe concerné et à collaborer avec celui-ci pour établir conjointement un plan d'action.

Légende : ☐ Biophysique ☐ Socioéconomique ☐ Autres

9.3.1.2 Surveillance post-construction

Dans le cadre de sa stratégie globale d'atténuation, EPI s'est engagée à exécuter un programme de surveillance post-construction d'une durée de deux ans. L'Office juge qu'une période de deux ans pourrait s'avérer insuffisante pour évaluer le succès des mesures d'atténuation prises à l'égard d'un éventail de composantes environnementales, dont la productivité du sol sur les terres cultivées, les mauvaises herbes, la prairie naturelle et les espèces végétales préoccupantes présentes le long du pipeline Lc. Il faut une période de surveillance plus longue pour tenir compte de facteurs comme la variation des conditions d'humidité du sol en fonction des conditions climatiques annuelles, la diversité des types de sols rencontrés et la gamme de moyens d'atténuation pris pendant la construction. Pour ce qui est du dernier point, les effets sur l'environnement peuvent varier selon les techniques de construction ou d'atténuation employées, dont certaines ne seraient choisies qu'au moment même de la construction. Une période de surveillance plus longue aurait également l'avantage de fournir un meilleur ensemble de données pour évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation prises par EPI. Par conséquent, l'Office recommande que les demandeurs exécutent un programme de surveillance post-construction d'une durée de cinq ans, tel que l'expose la recommandation (3) à la section 9.7. En outre, ce programme devrait détailler la méthode qu'EPI emploierait pour évaluer l'efficacité de ses mesures d'atténuation. Dans leurs commentaires sur le rapport d'examen environnemental préalable, EC et GRHM ont indiqué qu'ils étaient d'accord avec la position de l'Office concernant un programme de surveillance post-construction d'une durée de cinq ans.

9.3.1.3 Opinion de l'Office

Pour ce qui concerne les effets environnementaux éventuels relevés à la section 9.2, à l'exception de ceux qui sont traités séparément dans la section 9.3.2 qui suit, l'ONÉ est d'avis que les effets négatifs éventuels du projet ne sont pas susceptibles d'être importants pourvu que les demandeurs :

- appliquent efficacement les mesures courantes de conception et d'atténuation exposées dans la demande et les documents subséquents s'y rattachant;
- respectent les engagements pris au cours de l'audience publique orale et les recommandations formulées à la section 9.7 du REEP.

9.3.2 Analyse détaillée des effets environnementaux négatifs éventuels

9.3.2.1 Effets éventuels sur les capacités des sols agricoles

Contexte/enjeux	Comme c'est indiqué à la section 9.2, EPI a cerné plusieurs effets négatifs possibles du point de vue des capacités des sols. Individuellement ou combinés les uns avec les autres, ces effets, à défaut de mesures d'atténuation convenables, pourraient nuire à la croissance future de récoltes sur les terres agricoles cultivées. Dans leur preuve et les demandes de renseignements qu'elles ont adressées à EPI, la MPLA et la SAPL ont soulevé des préoccupations au sujet des effets du projet sur les sols agricoles. En particulier, elles ont fait valoir que : ▪ les données de base sur les sols dont se servait EPI n'étaient pas suffisantes pour déterminer les effets éventuels du projet et les moyens d'atténuation appropriés; ▪ EPI utilisait improprement les termes « capacités du sol » et « productivité du sol », et que ces expressions ne sont pas synonymes ni interchangeables;

	▪ EPI n'a pas cerné les effets potentiels associés à la compaction du sol et à la subsidence dans la tranchée; ▪ les mesures d'atténuation que propose EPI ne sont pas suffisantes, surtout en ce qui touche les risques de subsidence dans la tranchée et de compaction du sol; ▪ le programme de surveillance post-construction proposé par EPI n'est pas suffisant pour évaluer les effets du projet sur les capacités des sols; ▪ le plan d'urgence qu'EPI a établi en cas de conditions du sol humides n'est pas assez rigoureux puisque la suspension des travaux de construction ne constitue qu'une mesure de « dernier recours » après la prise en compte d'autres mesures d'urgence; de plus, les descripteurs utilisés pour déterminer les cas où il faut suspendre les travaux de construction sont trop subjectifs; ▪ EPI n'a pas proposé d'avoir un surveillant de la construction chez les propriétaires fonciers qui pourrait prêter assistance aux propriétaires afin de résoudre d'éventuelles préoccupations concernant les sols qui surgiraient durant la construction; ▪ les rapports de surveillance post-construction qui ont été établis pour des projets antérieurs d'EPI et d'autres projets de construction pipelinière et sur lesquels EPI se fonde pour démontrer l'efficacité des mesures d'atténuation qu'elle propose en l'occurrence s'appuient beaucoup plus sur des observations subjectives que sur des données objectives. Le 19 octobre 2007, la MPLA et la SAPL ont déposé auprès de l'Office copie d'une entente de règlement (entente) qu'elles avaient conclue avec EPI en indiquant qu'elles avaient réglé leurs sujets de préoccupation avec EPI. L'entente énonçait un grand nombre de mesures d'atténuation qu'EPI s'était engagée à mettre en œuvre pendant la construction, dont certaines faisaient partie de sa demande et d'autres étaient spécifiques à l'entente. De plus, EPI a répondu aux questions que l'Office a soulevées tout au long de l'instance au sujet de l'érosion du sol mis en andains, du décapage de la couche végétale et des critères de suspension des travaux par temps humide.
Mesures d'atténuation	Dans sa demande et ses dépôts subséquents, EPI a exposé les mesures d'atténuation qu'elle prendrait pour réduire les effets potentiels sur les capacités des sols. Pour la plupart, les mesures énoncées peuvent être vues comme des méthodes d'atténuation courantes normalement utilisées durant la construction de pipelines de gros diamètre, et il n'y a pas lieu de les reprendre ici. Ce qui suit est un bref résumé de questions associées à certaines stratégies d'atténuation qui ont été soulevées soit par la MPLA et la SAPL, soit par l'Office au cours de l'instance. *Comité conjoint/surveillant de la construction indépendant/inspection environnementale* EPI a déclaré qu'elle affecterait au moins un inspecteur en environnement principal à chaque tronçon de construction pendant que les travaux sont en cours et que des inspecteurs en environnement adjoints seraient utilisés au besoin pendant des activités clés, comme le déboisement, le décapage de la couche végétale, la construction de franchissements de cours d'eau, la remise en place de la couche végétale et l'application de mesures anti-érosion pendant le nettoyage sommaire. Elle ferait aussi appel à des spécialistes des ressources, selon les besoins, pendant l'exécution de travaux dans des zones écologiquement fragiles. Conformément à l'entente, toute question ayant trait aux effets éventuels sur la productivité des sols serait vraisemblablement traitée par l'intermédiaire du surveillant de la construction indépendant et du comité conjoint, tel que prévu dans l'entente. Dans le cas des propriétaires fonciers non membres de la MPLA ou de la SAPL, EPI a promis d'examiner la possibilité de faire en sorte que ces propriétaires soient également représentés au sein du comité conjoint. EPI a aussi déclaré que des enjeux ou sujets de préoccupation soulevés par des propriétaires fonciers non membres de la MPLA ou de la SAPL seraient traités au cas par cas, à mesure que leurs commentaires ou préoccupations seraient portés à sa connaissance. *Données de base sur les sols* EPI a soutenu que ses relevés pédologiques sont suffisants pour caractériser les sols qui seraient rencontrés sur le tracé proposé du pipeline puisqu'ils fournissent des indications au

	sujet de facteurs comme les types et les profondeurs des sols, mais que ces facteurs peuvent grandement varier d'un point de données à un autre. Les effets localisés associés à la construction antérieure de pipelines ou attribuables à la variabilité naturelle des sols seraient de trop petite échelle pour être cartographiés et il faudrait que l'inspecteur en environnement s'en occupe sur le site. De plus, EPI a déclaré que la surveillance post-construction des projets antérieurs qu'elle a exécutés le long du tracé proposé ne révélait aucun problème de mélange excessif de la terre végétale et du sous-sol et que, par conséquent, il n'était pas justifié d'effectuer d'autres relevés pédologiques le long des sections du tracé proposé qui sont parallèles à son corridor pipelinier existant. *Compaction du sol et subsidence dans la tranchée* D'après EPI, lorsque des zones de sol compacté sont repérées en comparant les niveaux de compaction des sols sur l'emprise et à l'extérieur de celle-ci, les mesures prises pour réduire la compaction comprennent, sans y être limitées, le défonçage à l'aide d'un défonceur multi-griffes, le passage d'une charrue sous-soleuse, la culture à la grandeur de l'emprise. Les procédures de remblayage et de compactage seraient mises au point au cours de la conception technique détaillée, mais EPI a indiqué qu'elle effectuerait des tests pour déterminer la densité apparente de base du sol à l'extérieur de l'emprise avant de remblayer la tranchée. Les remblais dans l'emprise seraient compactés, dans la mesure du possible, en passant les machines appropriées sur la tranchée dans des conditions de non-gel. D'autres méthodes de compactage seraient employées sous réserve de l'approbation de l'ingénieur d'EPI. Suivant l'entente, EPI s'est aussi engagée à effectuer des tests de densité apparente du sol de fondation dans l'emprise, avant le creusement de la tranchée et après le remblayage, de façon à rétablir dans la tranchée une densité variant d'au plus 10 % de la mesure de la densité de base initiale du sol de fondation. EPI s'est engagée à prendre d'autres mesures d'atténuation pour prévenir les problèmes de subsidence, telles que refaire le terrassement, décaper de nouveau l'emprise et importer de la terre végétale, au besoin. *Plan d'urgence en cas de sols détrempés/dégelés* EPI a dressé un plan d'urgence concernant le travail sur des sols détrempés ou dégelés qui fournit une orientation au sujet des cas où certaines activités de construction pipelinière doivent être suspendues si le sol est détrempé ou dégelé. L'Office a soulevé comme préoccupation le risque de conflits entre les prescriptions du plan et les critères qu'EPI a proposés ailleurs dans sa demande concernant l'augmentation progressive de la largeur de décapage de la couche végétale. Selon l'Office, ce n'est pas clair si EPI procéderait au décapage de la terre végétale même si le sol était excessivement humide. En réponse à la demande de renseignements n° 1.24 de l'Office, EPI a précisé que les opérations de récupération de la couche végétale seraient suspendues dans des conditions d'humidité extrême du sol. Aux termes de l'entente, EPI a ajouté trois autres dispositions dans son plan d'urgence en cas de sols détrempés ou dégelés qui s'appliquent aux terres appartenant aux membres de la MPLA et de la SAPL, à savoir : ▪ utiliser un indice de plasticité du sol superficiel; ▪ appliquer des mesures d'urgence avant que les indices de sols détrempés ou dégelés se manifestent si les conditions atmosphériques laissent prévoir que des conditions d'humidité excessive ou de dégel du sol sont susceptibles de se produire; ▪ suspendre complètement la circulation de machines lourdes aux endroits où la couche végétale a été remise en place lorsque le sol est extrêmement humide ou dégelé. De plus, selon les dispositions de l'entente, le surveillant de la construction indépendant participerait aux décisions concernant les cas de suspension des travaux, de concert avec l'inspecteur en chef d'EPI et l'inspecteur en environnement.
Surveillance	EPI s'est engagée à mener un programme de surveillance post-construction d'une durée de deux ans pour traiter et résoudre tout problème qui surviendrait sur l'emprise du pipeline Lc.

Légende : ☐ Biophysique ☐ Socioéconomique ☐ Autres

Opinion de l'Office

L'Office a pris note de l'allégation de la MPLA et de la SAPL selon laquelle EPI avait utilisé improprement les expressions « productivité du sol » et « capacités du sol ». L'Office reconnaît le flou terminologique entourant ces notions, les termes en question pouvant avoir différents usages dans différents contextes. Toutefois, dans le cadre d'évaluations post-construction antérieures, l'Office a accepté que la productivité du sol soit utilisée comme un indicateur des capacités du sol, souvent exprimé en termes de croissance équivalente de récoltes. De plus, EPI a exposé dans sa demande le programme de surveillance post-construction qu'elle propose de mener pour suivre les effets du projet sur les sols et a déclaré qu'elle effectuerait au besoin des évaluations plus détaillées de l'état des sols.

Dans sa demande et la preuve à l'appui, EPI a fait état des mesures qu'elle propose d'appliquer, y compris les plans d'urgence et son programme d'inspection environnementale, pour atténuer les effets du projet sur les sols agricoles. L'Office souligne qu'il abordera avec EPI toute préoccupation qu'il pourrait avoir au sujet du PPE auquel il est fait référence à la section 9.4.

L'Office a des préoccupations au sujet de la durée proposée du programme de surveillance post-construction, qui est de deux ans, car il juge que cette période pourrait être insuffisante pour évaluer l'efficacité des mesures qu'EPI aurait prises pour atténuer les effets du projet sur les sols. En cas d'approbation du projet, l'Office recommanderait qu'EPI soit tenue d'exécuter son programme de surveillance pendant une période de cinq ans (recommandation 3). En outre, l'Office évaluerait la méthode de surveillance post-construction qu'EPI compte adopter et discuterait avec celle-ci de toute question non résolue. L'Office estime que le programme de surveillance serait un outil précieux pour évaluer les effets éventuels du projet sur les capacités des sols et le succès des mesures d'atténuation appliquées.

Dans l'ensemble, l'Office est satisfait des mesures qu'EPI a proposées pour atténuer les effets du projet sur les capacités des sols agricoles et estime que, grâce à l'application de ces mesures, conjuguées à la recommandation 3, le projet ne serait pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur les sols agricoles. Cette conclusion se rapporte aux sols des terrains appartenant autant aux membres qu'aux non-membres de la MPLA et de la SAPL vu que les mesures d'atténuation proposées sont suffisantes dans le cas des deux groupes de propriétaires.

Évaluation de l'importance

Fréquence	**Durée**	**Réversibilité**	**Étendue géographique**	**Ampleur**
Cas isolé	Court terme	Court à long terme	Périmètre au sol	Faible à moyenne
Effet négatif				
Pas susceptible d'être important.				

Les critères d'évaluation de l'importance sont définis à l'annexe 4.

9.3.2.2 Contamination éventuelle des terres humides et des aquifères à la suite d'un accident ou d'une défaillance du pipeline Lc pendant l'exploitation

Contexte/enjeux	Le pipeline Lc proposé traverserait un certain nombre de terres humides et passerait au-dessus de plusieurs aquifères. Le public, et EC, ont soulevé des préoccupations au sujet du risque de contamination de l'eau, ainsi que des puits d'eau potable, dans l'éventualité d'une rupture ou d'une fuite pendant l'exploitation du projet. EC se préoccupe tout particulièrement du complexe des lacs Oak/Plum, du marais Glenboro/bourbier Black et du bassin de terres humides situé à la BK 1161. EC recommande l'installation de vannes d'isolement sur le pipeline Lc aux endroits susmentionnés. EPI a examiné la nécessité d'établir un programme spécial d'évaluation de l'intégrité (PSÉI) qui engloberait la conception, la construction et l'exploitation des tronçons du pipeline se trouvant à proximité des aquifères du lac Oak, du delta Assiniboine et de Winkler, ainsi que de l'aquifère situé près de la réserve indienne Swan Lake n° 7. En réponse à des questions de l'Office, EPI a déclaré que le PSÉI serait intégré à son programme de gestion de l'intégrité (PGI) actuel, lequel répond à une exigence du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) voulant que toutes les sociétés réglementées par l'Office soient dotées d'un PGI.
Mesures d'atténuation	Pour atténuer les effets éventuels sur les aquifères, conformément à son PGI existant et à ses pratiques actuelles en matière de conception et de construction, EPI a indiqué qu'elle évaluerait les stratégies d'atténuation possibles décrites ci-après et choisirait les mesures qui conviennent pour le projet de pipeline Lc : ▪ porter à 1,5 m la profondeur d'enfouissement minimum du pipeline pour réduire le risque de dommages causés par des tiers; ▪ augmenter la fréquence des vérifications visant à déceler la corrosion interne; ▪ déterminer l'emplacement et l'espacement optimaux des vannes pour limiter la quantité de produit rejetée en cas d'incident; ▪ choisir une plus grande épaisseur de paroi pour les tubes; ▪ assurer une protection cathodique suffisante des tubes. EPI s'est engagée à effectuer une étude de faisabilité concernant la pose de vannes d'isolement de part et d'autre du bassin de terres humides situé à la BK 1161, du bourbier Demare près de la BK 1149, de la zone de terres humides sans nom près de la BK 1124, du complexe des lacs Oak/Plum et du complexe du marais Glenboro/bourbier Black. Elle a précisé que la détermination de l'emplacement des vannes d'isolement dépendrait de la topographie du terrain traversé par le pipeline et de la présence de zones fragiles en bas de pente de celui-ci. EPI a en place une série de programmes ayant pour but de réduire au minimum l'ampleur d'un rejet éventuel, de surveiller le réseau pipelinier et de lui permettre d'intervenir en cas de rejet. Le pipeline Lc sera soumis à des essais hydrostatiques avant sa mise en service. Tel que l'exige le RPT-99, EPI dispose d'un plan d'intervention en cas d'urgence (PIU) conçu en accord avec les publications courantes de l'industrie, comme la norme CAN/CSA-Z731, Planification des mesures et interventions d'urgence. Le PIU prévoira des mesures pour assurer une intervention rapide et efficace dans l'éventualité d'un rejet de produit sur le pipeline Lc. EPI a pris l'engagement de mettre à jour son PIU afin d'y inclure le pipeline Lc. EPI arrêtera un plan pour inventorier les sources d'eau de rechange et s'engage à fournir d'autres sources d'eau aux parties touchées, le cas échéant, si un rejet accidentel affectait un aquifère.

Surveillance	Le PGI et d'autres programmes d'exploitation d'EPI prévoient la conduite d'inspections internes pour repérer les bosselures, la corrosion et les fissures, ainsi que d'autres formes de surveillance de l'intégrité des pipelines, telles que des reconnaissances aériennes périodiques au-dessus de l'emprise.

Légende : ☐ Biophysique ☐ Socioéconomique ☐ Autres

Opinion de l'Office

L'Office constate que l'ampleur des conséquences d'une rupture ou d'une fuite causée par un accident ou une défaillance pourrait être considérable si le produit transporté par le pipeline pénétrait dans des plans d'eau fragiles ou dans une nappe d'eau souterraine. Cependant, l'Office juge que l'engagement qu'EPI a pris d'exploiter le pipeline Lc conformément aux normes, devis et autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu au cours de l'instance OH-3-2007, réduirait la probabilité d'une fuite ou d'une rupture. De plus, EPI s'est engagée à effectuer des études de faisabilité concernant la pose de vannes d'isolement au voisinage de zones d'eau fragiles, ce qui peut contribuer à atténuer les effets négatifs d'une fuite ou rupture éventuelle.

L'Office souligne qu'il continuera de suivre le PGI visant les pipelines et les installations d'EPI de même que ses autres programmes d'exploitation pour s'assurer qu'ils sont adéquats, mis en œuvre convenablement et efficaces.

Pour réduire encore davantage la probabilité d'une fuite ou d'une rupture et garantir la sécurité du public, l'Office juge que, s'il accordait une approbation quelconque à l'égard du projet, il y aurait lieu d'enjoindre à EPI de se conformer aux exigences suivantes :

- élaborer et présenter son programme d'assemblage, y compris les procédures et les manuels de soudage et d'essai;
- présenter un plan exhaustif de santé et de sécurité et un programme d'essais sous pression sur le chantier;
- construire et exploiter le pipeline Lc conformément aux renseignements fournis dans sa demande.

Voir le libellé exact des recommandations (4), (5) et (6) à la section 9.7.

Compte tenu des programmes déjà en place et des recommandations proposées, l'Office estime que cette composante du projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants à la suite d'accidents ou de défaillances, parce que la probabilité qu'il s'en produise est très faible.

Évaluation de l'importance

Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur
En cas d'accident	Court terme	Court à long terme	Varie du périmètre au sol à toute la région	Grande
Effet négatif				
Pas susceptible d'être important				

Les critères d'évaluation de l'importance sont définis à l'annexe 4.

9.3.2.3 Contamination possible de la rivière Saskatchewan Sud à la suite d'un accident ou d'une défaillance de la canalisation n° 13

Contexte/enjeux	La canalisation n° 13 assure le transport de pétrole brut depuis Edmonton jusqu'à la frontière canado-américaine. L'inversion proposée du sens d'écoulement de la canalisation permettrait l'acheminement de diluant de la frontière canado-américaine à Edmonton. Un certain nombre de préoccupations ont été soulevées par le public, notamment par la ville d'Outlook et la Meewasin Valley Authority, au sujet des effets qu'un déversement ou une fuite au point de franchissement de la rivière Saskatchewan Sud pourrait avoir sur l'alimentation en eau des résidents en aval (c.-à-d. la population locale, Saskatoon et la ville d'Outlook). EPI a précisé que le diluant est un produit pétrolier et que, comparativement au pétrole brut ordinaire, il se disperse plus facilement et une plus grande partie se perd par l'évaporation lorsqu'il est rejeté. Le réseau pipelinier qu'EPI exploite dans l'Ouest canadien transporte un éventail de produits pétroliers depuis plusieurs années, dont des produits diluants comme les condensats. La toxicité des diluants et les effets potentiels sur la santé d'une exposition à ces produits sont semblables à ceux d'autres produits pétroliers transportés sur le réseau d'EPI.
Mesures d'atténuation	Les demandeurs ont indiqué que l'ONÉ a déjà en dossier le PIU d'EPI, lequel prévoit des mesures de préparation et d'intervention dans l'éventualité où un déversement se produirait au cours de l'exploitation du pipeline. Les demandeurs ont souligné que le PIU demeurera valable pour la canalisation n° 13 une fois celle-ci convertie au transport de diluant. Ils ont déclaré qu'EPI effectue des inspections aériennes de son réseau toutes les deux semaines pour déceler toute activité ou situation susceptible de nuire à l'intégrité de ses pipelines (p. ex., dommages causés par des tiers, érosion des berges). Ils ont précisé que le centre de commande d'EPI surveille et commande à distance le fonctionnement du réseau à l'aide de systèmes de télécommande et d'acquisition de données. Dans l'éventualité d'une chute de pression dans le réseau, ce qui serait l'indice d'un rejet potentiel, EPI peut suspendre le fonctionnement du pipeline et déployer du personnel d'exploitation et de l'équipement sur place.
Surveillance	Le PGI et d'autres programmes d'exploitation d'EPI prévoient la conduite d'inspections internes pour repérer les bosselures, la corrosion et les fissures, ainsi que d'autres formes de surveillance de l'intégrité des pipelines, telles que des reconnaissances aériennes périodiques au-dessus de l'emprise.

Légende : ☐ Biophysique ☐ Socioéconomique ☐ Autres

Opinion de l'Office

Comme l'exige le RPT-99, EPI dispose d'un PIU pour la canalisation n° 13 actuelle affectée au transport de pétrole brut. L'Office juge que les mesures en place et la surveillance qu'EPI exerce déjà à l'égard de la canalisation s'appliqueraient toujours après sa conversion au service de transport de diluant.

Pour mieux garantir la sécurité du public et réduire au minimum la probabilité qu'une rupture ou une fuite se produise au point de franchissement de la rivière Saskatchewan Sud, ou ailleurs sur la canalisation, l'Office juge que, s'il accordait une approbation quelconque à l'égard du projet, il y aurait lieu d'enjoindre aux demandeurs de se conformer aux exigences suivantes :

- élaborer et présenter un programme d'assemblage, y compris les procédures et les manuels de soudage et d'essai;
- exploiter la canalisation n° 13 conformément aux renseignements fournis dans la demande;
- avant de mettre la canalisation n° 13 en service pour le transport de diluant, présenter une évaluation technique de la canalisation répondant aux exigences de la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, qui examine l'aptitude à l'emploi de la canalisation pour le transport en sens inverse de produits, tel qu'il est proposé;
- si l'évaluation technique n'établissait pas à la satisfaction de l'Office que la canalisation n° 13 peut être mise en service sans danger pour le transport de diluant, ESL pourrait être tenue de soumettre la canalisation, en tout ou en partie, à des essais hydrostatiques;
- après l'affectation de la canalisation n° 13 au transport de diluant, ESL devra présenter à l'Office une évaluation technique révisée reflétant les renseignements recueillis sur les profils de pression et cycles de pression réels depuis l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation.

Voir le libellé exact des recommandations (4), (6), (7), (8) et (9) à la section 9.7.

Compte tenu des programmes déjà en place et des recommandations proposées, l'Office estime que cette composante du projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants à la suite d'accidents ou de défaillances, parce que la probabilité qu'il s'en produise est très faible.

Toutefois, l'Office est conscient des inquiétudes qui ont été exprimées au sujet du risque de contamination des sources d'eau des consommateurs en aval, en particulier celles des résidents de Saskatoon et de la ville d'Outlook. L'Office juge que ces inquiétudes seraient apaisées dans une large mesure si EPI pouvait démontrer que ses mesures d'intervention en cas d'urgence permettront de contrer les risques soulevés. Ainsi, l'Office estime qu'il y aurait lieu de mener un exercice d'intervention d'urgence simulant une éventuelle rupture ou fuite au point de franchissement de la rivière Saskatchewan Sud afin d'éprouver l'efficacité du PIU pour ce qui est de protéger les consommateurs d'eau en aval.

Par conséquent, l'Office estime que dans toute ordonnance qu'il pourrait délivrer, il enjoindrait aux demandeurs de mener un exercice d'intervention d'urgence au point de franchissement de la rivière Saskatchewan Sud. Voir le libellé exact de la recommandation (10) à la section 9.7.

Évaluation de l'importance

Fréquence	Durée	Réversibilité	Étendue géographique	Ampleur
En cas d'accident	Court terme	Court à long terme	Varie du périmètre au sol à toute la région	Grande
Effet négatif				
Pas susceptible d'être important				

Les critères d'évaluation de l'importance sont définis à l'annexe 4.

9.4 Inspection

EPI a déclaré que des inspecteurs en environnement seraient affectés aux chantiers de construction du pipeline Le pour garantir que les mesures d'atténuation proposées soient correctement appliquées. Elle a aussi indiqué qu'il y aurait sur place, au besoin, des spécialistes des ressources compétents dans les domaines d'expertise particuliers associés au tronçon en construction (p. ex., spécialiste en science des sols, ingénieur géotechnicien, spécialiste des terres humides, biologiste halieutique, botaniste, biologiste de la faune, archéologue, spécialiste de la remise en état, et ainsi de suite). Dans l'ensemble, EPI s'est engagée à affecter au projet un nombre suffisant d'inspecteurs en environnement pour assurer un niveau d'inspection convenable. Elle a déclaré, de plus, que des programmes de formation seraient conçus à l'intention de tout le personnel de construction et d'inspection pour garantir que tous les travailleurs soient au courant des enjeux environnementaux et de leurs responsabilités respectives.

Au cours de l'instance, l'Office a dit craindre que les inspecteurs pourraient avoir de la difficulté à accomplir leurs fonctions s'ils étaient obligés de consulter plusieurs documents (c.-à-d. la demande, les documents supplémentaires et les manuels) pour déterminer les mesures d'atténuation que les demandeurs s'étaient engagés à appliquer. Par conséquent, l'ONÉ recommande qu'EPI regroupe toutes les mesures d'atténuation proposées et tous les engagements pris dans un plan de protection de l'environnement (PPE). Voir la recommandation 11 à la section 9.7 pour plus de détails.

L'ONÉ souligne également qu'il exécute son propre programme d'inspection, en vertu de la *Loi*, et que ses inspecteurs en environnement ont pour tâche de garantir la protection des biens et de l'environnement.

9.5 Évaluation des effets cumulatifs

Pour évaluer les effets cumulatifs, les demandeurs ont examiné si les effets négatifs résiduels directement associés au projet se conjugueraient à ceux d'ouvrages existants ou de projets ou

activités à venir dans le voisinage du projet Southern Lights. Le lecteur trouvera dans la demande relative au projet des précisions sur la méthode d'évaluation des effets cumulatifs que les demandeurs ont adoptée.

9.5.1 Interaction d'autres projets avec le projet Southern Lights

Les ouvrages, projets ou activités, existants ou envisagés, se situant à l'intérieur du corridor proposé ou le long de celui-ci comprennent, sans y être limités, des opérations gazières et pétrolières, des routes, des voies ferrées, l'agriculture, des lignes de transport d'électricité et des projets de production d'énergie éolienne. Voici les principaux ouvrages et projets qui, de l'avis des demandeurs, risqueraient d'interagir avec le projet Southern Lights :

- les pipelines existants d'EPI situés dans la même emprise et auxquels le pipeline Lc serait parallèle;
- l'éventuel projet Alberta Clipper d'EPI dont le tracé suivrait parallèlement celui du pipeline Lc, à cinq mètres de distance;
- l'éventuel projet Southern Access d'EPI;
- l'oléoduc proposé par TransCanada Keystone, à l'endroit où il croise le tracé du pipeline Lc;
- les projets de production d'énergie éolienne proposés au voisinage du tracé du pipeline Lc.

Les pipelines existants d'EPI et son projet Alberta Clipper sont les ouvrages et projets les plus susceptibles d'entraîner des effets environnementaux cumulatifs directs en relation avec le projet Southern Lights. Le pipeline Lc suivrait le même tracé que celui du pipeline Alberta Clipper depuis le terminal de Cromer jusqu'à la frontière canado-américaine.

9.5.2 Effets cumulatifs éventuels

Les demandeurs ont déterminé qu'il pourrait y avoir des effets résiduels cumulatifs associés aux éléments suivants :

- des composantes physiques, telles que la stabilité des talus, les sols, la qualité et la quantité d'eau, la qualité de l'air, y compris les gaz à effet de serre, et l'environnement acoustique;
- des composantes biologiques, comme le poisson et l'habitat du poisson, les terres humides, la végétation, la faune et l'habitat de la faune, et les espèces en péril;
- des composantes socioéconomiques, comme l'occupation humaine et l'exploitation des ressources, la santé humaine, et l'infrastructure et les services;
- les accidents et défaillances.

Les demandeurs ont déclaré que les mesures proposées d'atténuation et de protection de l'environnement conçues expressément pour le projet seront suffisantes pour contrer les effets

cumulatifs éventuels et que les effets résiduels cumulatifs d'ordre environnemental et socioéconomique qui résulteraient de la construction et de l'exploitation du pipeline et des installations connexes ne diffèrent pas de ceux qui surviennent normalement pendant la construction de telles installations dans un milieu agricole. Cependant, tel qu'il est exposé dans les paragraphes qui suivent, les demandeurs ont aussi proposé des mesures d'atténuation précises pour remédier aux effets cumulatifs associés à certaines composantes biophysiques et socioéconomiques.

Capacités des sols

Les demandeurs ont affirmé que les effets de la composante du projet Southern Lights consistant en l'aménagement du pipeline Lc se conjugueraient à ceux de perturbations antérieures ainsi qu'aux effets du projet Alberta Clipper en ce sens que les capacités des sols subiraient d'autres changements. Les modifications antérieures des capacités des sols sont largement attribuables aux activités agricoles et aux programmes antérieurs de construction pipelinière. De plus, parce que le projet Alberta Clipper et le pipeline Lc seraient construits dans la même emprise, il y aurait lieu de s'attendre à ce que les effets résiduels sur les sols entraînés par le projet Alberta Clipper se conjuguent à ceux du pipeline Lc. Les demandeurs ont noté que les effets résiduels du pipeline Lc pourraient aussi se conjuguer à ceux du projet Keystone, quoique dans une moindre mesure car ces effets seraient limités à la section où le pipeline Lc intersecte l'oléoduc Keystone.

Dans leur demande initiale, les demandeurs avaient proposé que les deux projets, Southern Lights et Alberta Clipper, débutent à la fin de 2007 et se poursuivent jusqu'en 2009.

En août 2007, les demandeurs ont présenté une évaluation révisée des effets cumulatifs dans laquelle ils envisageaient le scénario suivant lequel la construction du pipeline prévu dans le projet Alberta Clipper, de Cromer à la frontière canado-américaine, débuterait un an après celle du pipeline Lc du projet Southern Lights. Ainsi, la construction du premier débuterait généralement à l'été 2009 et celle du second à l'été 2008.

S'ils étaient construits séparément, le pipeline Lc et le pipeline Alberta Clipper se trouveraient à 5 m l'un de l'autre et chacun exigerait une emprise de construction de 40 m de largeur. Or, parce que les deux pipelines seraient parallèles et construits moins d'un an l'un après l'autre, leurs emprises et aires de travail temporaires seraient partagées et même se chevaucheraient. Ainsi, l'emprise de construction des deux pipelines aurait une largeur totale de 45 m.

Pour réduire au minimum la manipulation de la terre végétale, et donc le risque de mélange de la couche végétale et du sous-sol, les demandeurs ont proposé de laisser la terre végétale en andains le long de l'emprise entre les deux périodes de construction pour ne pas la déranger deux fois. On prendrait des mesures pour stabiliser la terre végétale et prévenir l'érosion par le vent et l'enherbement. Cependant, les demandeurs ont indiqué qu'ils pourraient aussi remettre la terre végétale en place après la première saison de construction, si telle était la préférence des propriétaires fonciers, et que, dans un cas comme dans l'autre, les propriétaires se feraient indemniser convenablement. De façon générale, le nettoyage et la remise en état finals de l'emprise de construction combinée auraient lieu à la fin de l'automne 2009.

Les demandeurs ont soutenu que les méthodes de manipulation du sol qu'ils proposaient permettraient aussi de réduire globalement les perturbations causées, ce qui limiterait les effets

sur d'autres composantes comme la faune et la végétation, ainsi que le risque de propagation de mauvaises herbes.

Autres composantes biophysiques et socioéconomiques

En outre, pour réduire le plus possible les perturbations causées, les demandeurs ont proposé de poser simultanément les deux pipelines Lc et Alberta Clipper, pendant la composante du projet Southern Lights liée à la construction du pipeline Lc, à certains endroits précis du tracé, notamment les points de franchissement éventuels de cours d'eau fragiles, l'étendue de terres humides du marais Glenboro/bourbier Black (BK 1106.9 à la BK 1114.5) et à l'intérieur de la ville de Morden (BK 1195.9 à la BK 1197). Ils ont fait valoir que la construction simultanée des pipelines dans les endroits en question permettrait vraisemblablement de réduire les effets négatifs cumulatifs sur la qualité et la quantité d'eau, le poisson et son habitat, les terres humides, la végétation et la faune, y compris les espèces en péril, et les autres modes d'utilisation des terres dans la région de Morden.

9.5.3 Conclusion des demandeurs

Les demandeurs ont soutenu que, grâce à la mise en œuvre des stratégies d'atténuation proposées, la construction et l'exploitation du projet sont peu susceptibles d'avoir des effets résiduels cumulatifs importants sur des composantes biophysiques et socioéconomiques.

9.5.4 Opinion de l'Office

La construction simultanée des projets Alberta Clipper et Southern Lights à certains endroits particuliers, comme le proposent les demandeurs, contribuera vraisemblablement à réduire les effets environnementaux sur la qualité et la quantité d'eau, le poisson et son habitat, les terres humides, la végétation et la faune, y compris les espèces en péril, ainsi que les autres modes d'utilisation des terres dans la région de Morden. De plus, la méthode proposée de manipulation du sol, qui tient compte de l'exécution des deux projets, amoindrirait les effets négatifs éventuels sur les capacités des sols. En outre, la construction simultanée des projets aurait pour effet de limiter globalement les perturbations temporelles et spatiales occasionnées aux composantes environnementales en cause, et constitue l'approche à privilégier en cas d'approbation des deux projets. Cependant, l'Office estime également que les mesures proposées d'atténuation et de protection de l'environnement conçues expressément pour le projet sont suffisantes et qu'il s'ensuit que les effets négatifs cumulatifs des deux projets sur l'environnement ne seraient pas susceptibles d'être importants si le décapage et la remise en place de la terre végétale ou la construction des pipelines ne pouvaient pas se produire en même temps.

L'Office est d'avis que, compte tenu des mesures d'atténuation propres au projet que proposent les demandeurs, des mesures complémentaires proposées pour réduire encore davantage les effets cumulatifs, ainsi que des recommandations formulées à la section 9.7, la réalisation du projet, conjuguée à l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités à venir, ne serait pas susceptible d'entraîner des effets cumulatifs négatifs importants sur l'environnement.

9.6 Programme de suivi

D'une façon générale, le projet et les activités s'y rapportant sont de caractère courant et on s'attend à ce que les effets négatifs éventuels du projet sur l'environnement soient analogues à ceux de projets de nature semblable qui ont été réalisés dans un milieu similaire. Par conséquent, l'ONÉ juge qu'il n'y a pas lieu d'établir un programme de suivi pour le projet en vertu de la LCÉE.

Cependant, il est recommandé que les demandeurs exécutent le programme détaillé de surveillance post-construction mentionné dans les sections 9.3.1.2 et 9.3.2.

9.7 Recommandations

Il est recommandé que toute autorisation que l'ONÉ pourrait accorder soit assortie d'une condition exigeant que les demandeurs mettent en œuvre l'ensemble des mesures d'atténuation et de protection de l'environnement qui sont exposées dans la demande et les documents ultérieurs s'y rapportant.

Il est également recommandé que :

(1) EPI doit :

a) au moins soixante (60) jours avant le début de la construction, déposer auprès de l'Office les résultats des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées;

b) inclure dans le PPE les recommandations découlant des reconnaissances archéologiques et paléontologiques effectuées, dont celles qui se rapportent aux tertres funéraires de Thornhill.

S'il y a lieu, EPI peut déposer séparément les résultats ayant trait aux installations de station Lc et au pipeline Lc comme tel. Si EPI décide de procéder de cette façon, les résultats ayant trait aux installations de station Lc doivent être déposés au moins 60 jours avant le début de la construction de ces installations et les résultats ayant trait au pipeline Lc sans les installations de station Lc doivent être déposés au moins 60 jours avant le début de la construction du pipeline Lc, exception faite des installations de station Lc.

(2) En cas de découverte de ressources patrimoniales ou archéologiques non relevées antérieurement, EPI :

a) doit cesser immédiatement les travaux sur les lieux de la découverte et aviser les autorités provinciales compétentes;

b) ne peut reprendre les travaux qu'après avoir obtenu l'autorisation des autorités provinciales compétentes.

(3) Au plus tard le 31 janvier de chacune des cinq (5) premières années suivant la mise en service du pipeline Lc, EPI doit déposer auprès de l'Office, et publier sur son site Web, à titre d'information, un rapport environnemental postérieur à la construction qui :

a) indique sur une carte ou un schéma tout problème environnemental survenu durant la construction;

b) examine l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées pendant la construction et la méthode employée pour évaluer l'efficacité des mesures;

c) précise l'état de chaque problème relevé (y compris les problèmes soulevés par les propriétaires fonciers), et notamment s'il a été résolu ou non;

d) expose les mesures qu'EPI propose de prendre pour remédier à tout problème non résolu ainsi que l'échéancier prévu à cette fin.

Le rapport doit aborder, sans y être limité, les questions touchant la productivité du sol sur les terres cultivées, les mauvaises herbes, la remise en état de la prairie naturelle, les franchissements de cours d'eau et les espèces végétales préoccupantes.

(4) EPI doit élaborer des programmes d'assemblage concernant : le pipeline Lc (à l'exclusion des installations de station Lc); les installations de station Lc; et la canalisation n° 2. ESL doit mettre au point le programme d'assemblage relatif à l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13. Les deux sociétés doivent déposer leurs programmes d'assemblage auprès de l'Office au moins soixante (60) jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels chaque programme se rapporte. Les programmes d'assemblage doivent détailler ce qui suit :

a) les qualifications exigées des soudeurs;

b) les qualifications exigées des inspecteurs en soudage et les fonctions confiées à ces derniers;

c) les techniques et procédés de soudage qu'EPI/ESL comptent utiliser;

d) les devis relatifs à la procédure de soudage et les registres concernant l'agrément de la procédure;

e) les devis relatifs à la procédure de soudage à utiliser sur des pipelines en exploitation (le cas échéant);

f) les procédures d'examen non destructif (END), y compris les registres d'agrément des procédures, faisant état des techniques et procédés d'examen par ultrasons et (ou) par radiographie qu'EPI/ESL comptent utiliser, pour chaque technique de soudage;

g) les critères d'acceptation de défauts pour chaque type de soudure (c.-à-d. fabrication, raccord, réparation);

h) des explications sur la façon dont les critères d'acceptation de défauts ont été déterminés;

i) tout autre renseignement pertinent concernant le programme d'assemblage.

(5) EPI doit présenter à l'Office les programmes et manuels mentionnés ci-dessous dans les délais précisés :

a) le plan exhaustif de santé et de sécurité associé aux installations de station Lc – au moins soixante (60) jours avant la construction des installations en question;

b) le plan exhaustif de santé et de sécurité associé au pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc – au moins soixante (60) jours avant la construction du pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc;

c) le programme relatif à l'essai sous pression du pipeline Lc sur le terrain – au moins quatorze (14) jours avant d'exécuter l'essai sous pression.

(6) EPI doit veiller à ce que le projet approuvé soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux devis, aux normes et aux autres renseignements qui sont mentionnés dans sa demande, ou dont elle a convenu autrement au cours de l'instance OH-3-2007.

(7) Au moins neuf (9) mois avant la mise en service de la canalisation n° 13 aux fins du transport de diluant, ESL doit soumettre à l'approbation de l'Office une évaluation technique (ÉT) de la canalisation répondant aux exigences de la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, qui examine l'aptitude à l'emploi de la canalisation pour le transport en sens inverse de produits, tel qu'il est proposé. L'ÉT doit comprendre ce qui suit, sans toutefois s'y limiter :

a) une comparaison des constatations faites lors de fouilles exploratoires et des résultats de toutes les inspections internes (II) de repérage de fissures effectuées pendant l'exploitation courante, y compris les résultats des II les plus récentes visant à vérifier la géométrie du pipeline;

b) une confirmation de l'exactitude des outils d'II, ou une description des mesures prises pour atténuer l'effet d'imprécisions possibles;

c) une description de l'état du pipeline après l'exécution de réparations, y compris la nature et les dimensions des fissures qui subsistent et des changements de géométrie;

d) une comparaison des conditions d'exploitation avant l'inversion et des conditions d'exploitation futures, y compris des estimations des charges cycliques;

e) une estimation du rythme de propagation de défauts et du délai de défaillance, après l'inversion de la canalisation n° 13;

f) une description de la conception et des propriétés des matériaux des tubes (p. ex., la résistance) dans les diverses parties de la canalisation n° 13;

g) les analyses transitoires effectuées sur la canalisation n° 13;

h) un exposé des conséquences d'une défaillance, compte tenu des propriétés des tubes décrites au point f);

i) les autres risques possibles que l'inversion de la canalisation n° 13 pourrait aggraver.

(8) Si l'évaluation technique n'établissait pas à la satisfaction de l'Office que la canalisation n° 13 peut être mise en service sans danger pour le transport de diluant, ESL sera tenue de soumettre la canalisation, en tout ou en partie, à des essais hydrostatiques. S'il faut procéder à des essais hydrostatiques, ESL devra soumettre son programme

d'essais sous pression à l'approbation de l'Office au moins quatre (4) semaines avant le début des essais.

(9) Au plus tard 6 mois après la mise en service de la canalisation n° 13 aux fins du transport de diluant, ESL doit présenter à l'Office une évaluation technique révisée reflétant les renseignements recueillis sur les profils de pression et cycles de pression réels depuis l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation. Dans le cadre de cette évaluation technique révisée, ESL devra ajuster en conséquence les taux estimatifs de propagation de défauts et la fréquence des inspections internes.

(10) Dans les 6 mois suivant la mise en service de la canalisation n° 13 aux fins du transport de diluant,

a) ESL doit mener un exercice d'intervention d'urgence au franchissement de la rivière Saskatchewan Sud et à des points de contrôle pertinents en aval afin d'éprouver :

- les procédures d'intervention en cas d'urgence, y compris les délais d'intervention;
- le degré de formation du personnel de la société;
- les systèmes de communications;
- l'équipement d'intervention;
- les procédures de sécurité;
- l'efficacité des programmes de liaison et d'éducation permanente.

b) Au moins 30 jours avant la date de l'exercice d'intervention d'urgence, ESL doit communiquer les renseignements suivants à l'Office :

- les date(s) et lieu(x) de l'exercice;
- le type d'exercice;
- le scénario de l'exercice;
- les participants proposés;
- les objectifs de l'exercice;
- les critères d'évaluation.

c) Dans les soixante 60 jours suivant l'exercice d'intervention d'urgence mentionné au point a), ESL doit présenter à l'Office un rapport final sur l'exercice exposant ce qui suit :

- les résultats de l'exercice;
- en quoi les objectifs ont été atteints;
- les domaines susceptibles d'amélioration;
- les mesures à prendre pour remédier aux lacunes.

(11) EPI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins soixante (60) jours avant le début de la construction, une mise à jour du plan de protection de l'environnement (PPE) établi pour le projet. Le PPE doit exposer toutes les méthodes de protection de l'environnement ainsi que les engagements en matière d'atténuation et de surveillance dont EPI a fait état dans sa demande, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses aux questions posées, dans ses présentations connexes ou au cours de ses consultations

avec d'autres organismes gouvernementaux. EPI ne pourra entamer les travaux de construction avant que l'Office ait approuvé son PPE. S'il y a lieu, les demandeurs peuvent présenter deux PPE distincts, un pour le pipeline Lc, à l'exclusion des installations de station Lc, et l'autre pour les installations de station Lc uniquement.

10.0 CONCLUSION DE L'ONÉ

L'ONÉ est d'avis que pourvu que soient mises en œuvre les mesures d'atténuation et les procédures concernant la protection de l'environnement que les demandeurs ont proposées, ainsi que ses propres recommandations, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants.

Le présent rapport d'examen environnemental préalable a été approuvé par l'ONÉ à la date inscrite sur la page couverture sous la rubrique Date de la détermination faite en vertu de la LCÉE.

11.0 PERSONNE-RESSOURCE À L'ONÉ

Claudine Dutil-Berry
Secrétaire de l'Office
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : 1-800-899-1265
Fax : 1-877-288-8803
secretary@neb-one.gc.ca

ANNEXE 1 PORTÉE DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE (TELLE QU'ELLE A ÉTÉ ÉTABLIE EN JUIN 2007)

Dossier : OF-Fac-Oil-E242-2007-01 01
Le 6 juin 2007

Destinataires : Liste d'envoi

Enbridge Southern Lights Limited Partnership (ESL) et Enbridge Pipelines Inc. (EPI)
Projet Southern Lights
Portée de l'évaluation environnementale à mener en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

Madame, Monsieur,

Le 27 avril 2007, l'Office national de l'énergie (l'Office) a invité le public à fournir ses commentaires sur l'ébauche de la portée de l'évaluation environnementale visant le projet Southern Lights.

L'Office a reçu une lettre de commentaires de la Meewasin Valley Authority, qui a posé la question suivante dans le contexte de l'évaluation des effets cumulatifs associés au projet : [TRADUCTION] « L'expression *autres ouvrages* englobe-t-elle tous les pipelines déjà construits dans l'emprise, quel qu'en soit le propriétaire? » L'Office estime que les termes *autres ouvrages*, tels qu'ils sont employés au point a) de la section 2.2 de l'ébauche de la portée de l'évaluation environnementale, englobent tous les pipelines existants, quel qu'en soit le propriétaire, dont les effets environnementaux éventuels peuvent interagir avec ceux du projet Southern Lights envisagé. Ainsi, le document de portée, tel qu'il est rédigé, tient dûment compte des effets cumulatifs que d'éventuels accidents ou défaillances résultant du projet Southern Lights, combinés à l'existence d'autres ouvrages et à la réalisation d'autres projets ou activités, pourraient causer à l'environnement.

L'Office a également reçu une lettre de commentaires de la Première Nation Anishinabe de Roseau River (PNARR), qui a soutenu que le projet Southern Lights nuit à des intérêts de la PNARR qui sont « protégés en vertu de l'article 35 de la Loi constitutionnelle » et a souligné le besoin qu'il y ait une consultation adéquate. La PNARR n'a cependant pas fourni de précisions sur les intérêts particuliers qui seraient lésés par le projet et n'a pas proposé de changements à l'ébauche de portée. Par conséquent, l'Office estime qu'il n'est pas nécessaire d'apporter des changements à l'ébauche de portée en réponse aux commentaires de la PNARR. L'Office fait remarquer que la LCÉE exige que soient examinés tous les changements que le projet risque de causer à l'environnement ainsi que les répercussions de tels changements sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones. La LCÉE exige également d'examiner les mesures d'atténuation qui sont proposées pour réduire le plus possible l'ampleur de ces répercussions. Ces exigences sont prises en compte dans le document de portée. En outre, les répercussions du projet sur les populations autochtones représentent un des enjeux précis à examiner dans le cadre du processus d'audience publique établi à l'égard du projet.

Ainsi, l'Office n'a pas modifié l'ébauche de portée comme suite aux commentaires reçus. Par ailleurs, l'Office souligne que lui-même, Transports Canada et Affaires indiennes et du Nord Canada représentent des autorités responsables (AR) à l'égard du projet en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et que les AR ont déterminé la portée de l'évaluation environnementale du projet, qui figure en annexe à la présente lettre.

L'Office souligne enfin qu'il a fait parvenir à la PNARR une copie de l'ordonnance d'audience publiée à l'égard du projet Southern Lights, laquelle détaille les différentes façons dont les parties intéressées peuvent participer à l'instance de l'ONÉ.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire par intérim,

David Young

Pièces jointes

Enbridge Southern Lights Limited Partnership et
Enbridge Pipelines Inc.
Projet Southern Lights
Portée de l'évaluation environnementale à mener en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

1.0 INTRODUCTION

Enbridge Southern Lights Limited Partnership (ESL) et Enbridge Pipelines Inc. (EPI) proposent de construire et d'exploiter le projet Southern Lights (le projet). La réalisation du projet envisagé nécessite la délivrance d'un certificat d'utilité publique en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi*) et d'ordonnances aux termes de l'article 58, et le projet doit faire l'objet d'un examen environnemental préalable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

Le 14 novembre 2006, Enbridge a déposé auprès de l'Office une trousse d'information préliminaire visant le projet afin de mettre en branle le processus d'évaluation environnementale (ÉE) requis en vertu de la LCÉE. Par la suite, les ministères suivants ont indiqué qu'ils exerçaient des attributions à l'égard du projet Southern Lights ou étaient intéressés par l'ÉE du projet en vertu de la LCÉE :

- Office national de l'énergie – est tenu de mener une ÉE en vertu de la LCÉE [autorité responsable (AR)]
- Transports Canada, eaux navigables – AR
- Affaires indiennes et du Nord Canada – AR
- Environnement Canada – est pourvu de connaissances spécialisées [autorité fédérale (AF)]
- Santé Canada – AF
- Pêches et Océans Canada – AF
- Ressources naturelles Canada – AF

Les provinces du Manitoba et de la Saskatchewan ont manifesté de l'intérêt à suivre le processus d'ÉE et à y participer, même si le projet ne déclenchait pas l'application de leurs lois provinciales en matière d'évaluation environnementale.

La partie canadienne du projet comprendrait trois composantes. Une composante consiste à convertir la canalisation n° 13 du service de transport de pétrole brut au service de transport de diluant et à inverser le sens d'écoulement de la canalisation pour que le transport du produit s'effectue de la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), à Edmonton (Alberta). Une deuxième composante consiste dans la construction d'un nouveau pipeline de 508 mm de diamètre extérieur (NPS 20) et d'environ 286 km de longueur destiné à transporter du pétrole brut léger corrosif (Lc) de Cromer (Manitoba) jusqu'à la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba). La dernière composante consiste à modifier certaines stations de pompage de la canalisation n° 2 et à installer des systèmes d'injection d'agent réducteur de traînée (ART) sur

le tronçon compris entre Edmonton (Alberta) et la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba). La mise en place des nouvelles installations pipelinières exigerait l'aménagement d'une nouvelle emprise d'environ 8 km qui ne serait ni parallèle ni contiguë à l'emprise existante. Elle suppose également le franchissement de onze cours d'eau nommés, dont les rivières Souris et Cypress. Le projet peut aussi comporter la réalisation d'autres ouvrages et activités concrètes.

La portée de l'évaluation environnementale a été établie en conformité avec la LCÉE et le *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*, pris aux termes de la LCÉE, lesquels disposent que les AR doivent déterminer la portée de l'évaluation environnementale à mener, après consultation des AF. Les provinces du Manitoba et de la Saskatchewan ont aussi examiné l'ébauche de portée.

2.0 PORTÉE DE L'ÉVALUATION

2.1 Portée du projet

La portée du projet établie aux fins de l'ÉE comprend les différentes composantes du projet, telles qu'ESL et EPI les ont exposées dans leur trousse d'information préliminaire datée du 14 novembre 2006 et la demande présentée à l'Office national de l'énergie en date du 9 mars 2007.

La portée du projet comprend la construction, l'exploitation, l'entretien et les modifications prévisibles ainsi que, lorsque c'est pertinent, la cessation de l'exploitation, la désaffectation et la remise en état des lieux, pour l'ensemble du projet et, plus particulièrement, les ouvrages et activités concrètes suivants :

Inversion de la canalisation n° 13

- Inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13 existante d'Enbridge dans le tronçon compris entre la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), et Edmonton (Alberta) de façon à assurer un transport du sud vers le nord. Suite à son inversion, la canalisation cesserait de transporter du pétrole brut et serait réaffectée au transport de diluant. Aucun pipeline de diluant ne serait construit au Canada.
- Modification de 17 stations de pompage existantes situées le long de la canalisation n° 13, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Seize des stations seraient modifiées pour assurer le transport en sens inverse et une station à Edmonton (Alberta) serait retirée du service.
- Installation de patins d'injection d'ART à l'intérieur du périmètre de quatre stations de pompage actuelles de la canalisation n° 13.

Pipeline de pétrole brut léger corrosif

Construction d'un nouveau pipeline de transport de pétrole brut léger corrosif de 508 mm de d.e. (NPS 20), d'une capacité de 29 500 m^3/jour (185 000 barils/jour), qui s'étendrait sur environ 286 km de Cromer (Manitoba) à la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba). Le pipeline construit au Canada serait aménagé à l'intérieur de l'emprise existante d'EPI, ou serait parallèle et contigu à celle-ci, sur presque toute sa longueur. La construction du pipeline nécessiterait l'aménagement d'environ 8 km de nouvelle emprise non contiguë. Il faudrait installer trois nouvelles pompes qui seraient toutes situées dans le périmètre de stations de pompage actuelles d'Enbridge.

Modifications à la canalisation n° 2

Modification de certaines stations de pompage existantes situées sur la canalisation n° 2 d'EPI entre Edmonton (Alberta) et la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba), c'est-à-dire :

- remplacement de 17 pompes et moteurs dans des stations de pompage actuelles de la canalisation n° 2;
- ajout ou remise en service de patins d'injection d'ART à l'intérieur du périmètre de 22 stations de pompage actuelles de la canalisation n° 2.

Projets et activités connexes

La portée du projet comprend également les aires de préparation, aires de travail temporaires requises durant la construction, chemins d'accès, baraquements de chantier, le cas échéant, et aires de dépôt d'équipement.

Il est à noter que toute modification supplémentaire ou toute activité ayant trait à la désaffectation ou la cessation d'exploitation d'installations qui serait proposée à l'avenir devrait faire l'objet d'un examen aux termes de la *Loi* et, par conséquent, d'une évaluation en vertu de la LCÉE, s'il y a lieu. Ainsi, ces activités ne seront examinées que d'une manière générale pour le moment.

Franchissement de cours d'eau navigables

Il convient de préciser également que la portée du projet comprend les franchissements de cours d'eau navigables.

2.2 Éléments à examiner

L'évaluation environnementale comprendra l'étude des éléments suivants énumérés aux alinéas 16(1)*a)* à *d)* de la LCÉE :

a) les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à

l'existence d'autres ouvrages ou à la réalisation d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement;

b) l'importance des effets visés au point a);

c) les observations du public à cet égard, reçues au cours de la période d'examen;

d) les mesures d'atténuation réalisables, sur les plans technique et économique, des effets environnementaux importants du projet;

De plus, conformément à l'alinéa 16(1)*e)* de la LCÉE, l'ÉE tiendra également compte des solutions de rechange réalisables sur les plans technique et économique, et de leurs effets environnementaux.

Le paragraphe 2(1) de la LCÉE définit les « effets environnementaux » comme suit :

> Que ce soit au Canada ou à l'étranger, les changements que la réalisation d'un projet risque de causer à l'environnement — notamment à une espèce sauvage inscrite, à son habitat essentiel ou à la résidence des individus de cette espèce, au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi sur les espèces en péril* — les répercussions de ces changements soit en matière sanitaire et socioéconomique, soit sur l'usage courant de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, soit sur une construction, un emplacement ou une chose d'importance en matière historique, archéologique, paléontologique ou architecturale, ainsi que les changements susceptibles d'être apportés au projet du fait de l'environnement.

2.3 Portée des éléments à examiner

L'évaluation environnementale tiendra compte des effets potentiels du projet envisagé dans les limites spatiales et temporelles qui correspondent aux périodes et aux secteurs où le projet pourrait avoir une interaction avec des composantes de l'environnement ou un effet sur celles-ci. Ces limites, qui varieront selon les questions et les éléments examinés, comprendront :

- la construction, l'exploitation, la désaffectation, la remise en état des lieux et la cessation de l'exploitation, ou d'autres activités proposées par le promoteur ou qui seront vraisemblablement exécutées en relation avec les ouvrages proposés par le promoteur, y compris les mesures d'atténuation et de remplacement de l'habitat;
- la variation naturelle d'une composante de la population ou d'une composante écologique;
- les étapes sensibles des cycles de vie des espèces fauniques par rapport au calendrier du projet;
- le temps nécessaire pour qu'un effet devienne évident;
- le temps nécessaire pour qu'une composante de la population ou une composante écologique se rétablisse de l'effet en question et retourne à l'état antérieur, y compris le degré de rétablissement estimé;
- la zone touchée par le projet;

- la zone à l'intérieur de laquelle une composante de la population ou une composante écologique fonctionne et au sein de laquelle un effet du projet pourrait être ressenti.

En ce qui concerne l'évaluation des effets environnementaux cumulatifs, l'examen d'autres projets ou activités existants ou à venir comprendra ceux pour lesquels des demandes ou des plans officiels ont été établis.

ANNEXE 2 STATIONS DE POMPAGE EXISTANTES OÙ LA RÉALISATION DE TRAVAUX OU D'ACTIVITÉS EST PROPOSÉE

Station de pompage	Modifications à la canalisation n° 2	Pipeline Lc	Inversion de la canalisation n° 13
Edmonton	■		■
Kingman	■		■
Strome	■		
Hardisty	■		■
Metiskow	■		■
Cactus Lake	■		
Kerrobert	■		■
Herschel	■		■
Milden	■		
Loreburn	■		■
Craik	■		■
Bethune	■		
Regina	■		■
White City	■		
Odessa	■		■
Glenavon	■		■
Langbank	■		■
Cromer	■	■	■
Souris	■		■
Glenboro	■	■	■
St.Leon			■
Manitou	■	■	
Gretna	■		■

ANNEXE 3 COMMENTAIRE SUR L'ÉBAUCHE DU RAPPORT D'EXAMEN ENVIRONNEMENTAL PRÉALABLE

Organisme	Commentaires	Section du rapport modifiée	Raisons pour lesquelles le rapport n'a pas été modifié
TC	TC a apporté des modifications au libellé de son mandat et de la portée de son analyse.	Section 3.1	s.o.
AINC	AINC a recommandé que les renseignements suivants soient inclus : réglementation sur l'élimination des mélange eau-méthanol; qualification et formation du personnel pendant l'exploitation; saisons durant lesquelles les études ont été effectuées. AINC a également recommandé que les demandeurs poursuivent leurs discussions avec les Premières nations de Swan Lake au sujet des effets potentiels sur les membres de ces nations.	s.o.	Ces questions ont été traitées dans l'ébauche du rapport ou d'autres présentations des demandeurs, ou sont assujetties à la réglementation en vigueur.
AINC	AINC a proposé des modifications à la portée de l'évaluation environnementale	s.o.	La portée de l'évaluation environnementale a été établie par les AR le 6 juin 2007.
EC	EC a affirmé qu'il est satisfait du processus en cours relativement au redressement de la perte de fonction de terres humides.	Ce commentaire a été ajouté à la section 9.3.1.1.	s.o.
EC	En ce qui a trait à la présentation de certains résultats d'études sur le terrain 10 jours avant la construction, EC a déclaré qu'il est d'accord avec la position de l'Office selon lequel les résultats des études doivent être évalués, et les stratégies d'atténuation faire l'objet d'engagements, avant le début de la construction.	Ce commentaire a été ajouté à la section 9.3.	s.o.
EC et GRHM	EC et GRHM ont indiqué qu'ils sont d'accord avec la recommandation de l'Office concernant un programme de surveillance post-construction d'une durée de cinq ans.	Ces commentaires ont été ajoutés à la section 9.3.1.2.	s.o.
EC	EC a affirmé qu'il préférait une déviation du tracé, ou l'installation de vannes d'isolement près de certaines terres humides (lacs Oak et Plum, marais Glenboro, BK 1161, bourbier Demare et BK 1124), étant donné que le potentiel de déversement de	s.o.	Les demandeurs ont répliqué qu'ils s'étaient engagés à exécuter le modèle de situation stratégique des vannes en prenant en considération la présence des terres humides et de discuter des résultats de la modélisation avec EC. Dans des présentations antérieures, les demandeurs ont indiqué qu'un examen en bonne et

Organisme	Commentaires	Section du rapport modifiée	Raisons pour lesquelles le rapport n'a pas été modifié
	pétrole dans les terres humides est considérablement préoccupant.		due forme des méthodes de réduction des risques a été réalisé et que des évaluations de faisabilité font l'objet d'un examen de façon à déterminer les emplacements et intervalles optimaux des vannes pour la diminution du volume sortant dans l'éventualité d'un rejet dans une zone vulnérable. L'Office constate que la situation de vannes d'isolement, le cas échéant, serait fondée sur des critères techniques supplémentaires, dont l'examen en bonne et due forme des méthodes de réduction des risques effectué par les demandeurs et le modèle utilisé par ces derniers pour la situation stratégique des vannes. L'Office fait remarquer en outre qu'il serait en contact permanent avec les demandeurs et EC dans le cadre de son programme de surveillance de l'environnement au cours des étapes de construction et d'exploitation du projet afin de connaître leurs points de vue sur l'emplacement des vannes d'isolement.
PEO	PEO a recommandé de modifier le nombre de cours d'eau à potentiel de frai de poissons de sport au printemps et le nombre de bassins versants non définis.	Section 6.1	
PEO	PEO a recommandé l'ajout de deux interactions projet-environnement sous Poisson et habitat du poisson : 1) l'instabilité des berges aux lieux de franchissement menant à l'érosion de ces berges; 2) perturbation de l'habitat du poisson aux lieux de franchissement durant les activités d'isolement de ces endroits.	La première recommandation a été ajoutée à la section 9.2.	La deuxième recommandation n'a pas été ajoutée parce que l'interaction visée est implicite dans le texte actuel.
PEO	PEO a indiqué que les plans de circonstance dans l'éventualité de la découverte d'espèces préoccupantes n'avaient pas été expliqués dans la section 9.3.1, pas plus que le « mécanisme de programme » de communication des résultats d'études sur le terrain au personnel clé. PEO a également fait observer que des franchissements pourraient avoir lieu hors des périodes où les cours d'eau sont gelés ou à sec.	s.o.	Ces questions ont été traitées dans l'ébauche du rapport ou d'autres présentations des demandeurs; par conséquent, aucun changement n'a été apporté. L'Office fait remarquer en outre qu'EPI a déclaré dans ses présentations qu'elle poursuit ses consultations auprès de PEO et de GRHM, qu'elle se conformerait à toutes les approbations ainsi qu'à tous les permis et autorisations délivrés par les autorités de réglementation, et que toutes solutions de rechange ou modifications aux exigences de franchissement précisées dans les approbations, permis et autorisations doivent être approuvées avant le début des activités de franchissement.

Organisme	Commentaires	Section du rapport modifiée	Raisons pour lesquelles le rapport n'a pas été modifié
SC	SC a indiqué qu'il n'était pas clair d'après le rapport si une évaluation avait été faite pour déceler la présence éventuelle de matières radioactives naturelles durant les étapes de construction et d'exploitation du projet.	s.o.	Les demandeurs ont affirmé qu'ils avaient étudié l'information disponible et jugé que les matières radioactives naturelles n'étaient pas une préoccupation pour ce qui est du projet. L'Office est satisfait de l'évaluation faite par les demandeurs à cet égard.
SC	SC a recommandé que le bruit produit au cours de chaque étape du projet soit considéré comme une interaction projet-environnement éventuelle sous la composante environnementale « Santé humaine ».	Sections 7.2, 9.2 et 9.3.1.1	s.o.
SC	SC a recommandé que des éclaircissements soient apportés sur la question de savoir si la conformité à la directive sur le bruit 038 de l'ERCB comprend autant les pompes et moteurs modifiés que les nouveaux.	Section 5.2	s.o.
SC et AIM	SC et AIM craignent que la directive sur le bruit 038 de l'ERCB n'impose des obligations réglementaires qu'en Alberta et SC a indiqué que cette directive ne s'applique pas au bruit produit durant la construction. SC a recommandé que la directive soit également respectée au cours de l'étape de construction du projet.		Bien que la directive vise surtout l'étape de l'exploitation, les demandeurs ont prévu des mesures d'atténuation standard du bruit produit durant la construction. Étant donné que les demandeurs se sont engagés à se plier à la directive pendant toute la durée du projet, ils ne respecteraient pas leur engagement s'ils ne la suivaient pas dans toutes les provinces d'implantation du projet.
CM	CM a soumis des commentaires sur le programme de consultation des collectivités autochtones.	s.o.	Ces commentaires n'ont aucune répercussion sur l'analyse énoncée dans l'ébauche du rapport à la section 9.3.1.1 sous « Perturbation ou privation de l'exercice d'activités traditionnelles ».
GRHM	GRHM a recommandé l'inclusion des franchissements de cours d'eau dans le rapport environnemental post-construction.	Section 9.7	s.o.
GRHM	GRHM a signalé que le dynamitage et les essais hydrostatiques étaient des interactions projet-environnement.	Section 9.2	s.o.
GRHM	GRHM a traité des effets éventuels du projet sur les zones importantes de terres humides et d'habitats du poisson le long du tracé proposé. GRHM a également souligné les obligations en matière de permis provinciaux.	s.o.	L'Office fait remarquer que les demandeurs devront obtenir l'autorisation des autorités provinciales pour réaliser le projet.

ANNEXE 4 DÉFINITION DES CRITÈRES D'IMPORTANCE

Le tableau ci-dessous définit les critères utilisés par l'ONÉ pour évaluer l'importance des effets examinés à la section 9.3.2. Ces critères et les définitions s'y rattachant se fondent largement sur des renseignements que les demandeurs eux-mêmes ont utilisés. Toutefois, l'Office a ajouté son propre critère, celui de l'évaluation de l'importance, et la définition correspondante.

Critère	Définition
Fréquence (à quelle fréquence surviendrait l'événement ayant causé l'effet)	**Accident** : Survient rarement au cours d'une période d'évaluation. **Cas isolé** : Limité à une période précise. **Occasionnelle** : Survient de façon intermittente et sporadique au cours de la période d'évaluation. **Périodique** : Survient de façon intermittente, mais répétée, pendant la période de construction et d'exploitation. **Continue** : Se produit de façon constante pendant la période de construction et d'exploitation.
Durée (période pendant laquelle l'événement cause l'effet)	**Effet immédiat** : La durée de l'effet est d'au plus deux jours. **Court terme** : La durée de l'effet est de plus de deux jours, mais ne dépasse pas un an. **Moyen terme** : La durée de l'effet est de plus d'un an, mais ne dépasse par dix ans. **Long terme** : La durée de l'effet dépasse dix ans.
Étendue géographique	**Périmètre au sol** : La superficie de terrain perturbée par les travaux de construction et de remise en état liés au projet, y compris les ouvrages et activités concrètes connexes (c.-à-d., l'emprise permanente du pipeline, les aires de travail temporaires requises durant la construction, les sites d'entreposage temporaires, les aires de préparation temporaires et les emplacements des installations). **Locale** : La zone au-delà de l'emprise de construction qui risque d'être touchée par les travaux de construction et de remise en état, y compris les ouvrages et activités concrètes connexes. La limite locale varie selon le domaine étudié et l'enjeu (p. ex., s'il s'agit d'évaluer les effets du bruit sur la faune, elle correspond au secteur dans lequel le bruit provenant de la source est perçu (c.-à-d. la zone tampon de 2 km). **Régionale :** Zone s'étendant au-delà de la limite locale; la limite régionale varie également selon le domaine étudié et l'enjeu (p. ex., dans le cadre d'une analyse socioéconomique, la limite régionale peut comprendre les localités importantes où seront situés les bureaux de construction ou correspondre à un district municipal). **Provinciale** : Zone débordant les limites régionales ou administratives, mais limitée au territoire du Manitoba, de la Saskatchewan ou de l'Alberta (p. ex., zones d'application des permis provinciaux, etc.) **Transfrontalière :** Zone débordant le territoire canadien.
Réversibilité	**Immédiate** : Effet qui se résorbe en deux jours ou moins. **Court terme** : Effet qui prend plus de deux jours mais au plus un an pour se résorber. **Moyen terme** : Effet qui prend plus d'un an mais pas plus de dix ans pour se résorber. **Long terme :** Effet qui prend plus de dix ans pour se résorber. **Effet permanent** : Effet résiduel irréversible.

Critère	Définition
Ampleur	**Négligeable** : Les effets résiduels ne sont pas perceptibles. **Faible** : Les effets éventuels sont perceptibles, mais bien en-deçà des normes ou seuils de tolérance sociaux et (ou) environnementaux. **Moyenne** : Les effets éventuels sont perceptibles et proches des normes ou seuils de tolérance environnementaux et (ou) réglementaires, bien qu'inférieurs à ceux-ci. **Grande** : Les effets éventuels dépassent les normes ou seuils de tolérance sociaux et (ou) environnementaux.
Évaluation de l'importance	« **Susceptible d'être important** » Il s'agit habituellement d'effets présentant une forte probabilité, qui sont irréversibles, d'étendue régionale et de grande ampleur.